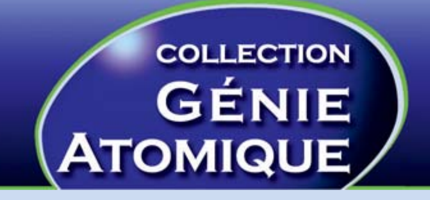


Énergie, électricité et nucléaire



Gilbert NAUDET et Paul REUSS

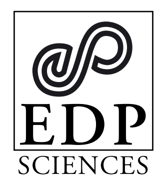




GÉNIE ATOMIQUE

Énergie, électricité et nucléaire

Gilbert Naudet
et
Paul Reuss



17, avenue du Hoggar
Parc d'activités de Courtabœuf, BP 112
91944 Les Ulis Cedex A, France

ISBN : 978-2-7598-0040-7

Introduction à la collection « Génie Atomique »

Au sein du Commissariat à l'énergie atomique (CEA), l'Institut national des sciences et techniques nucléaires (INSTN) est un établissement d'enseignement supérieur sous la tutelle du ministère de l'Éducation nationale et du ministère de l'Industrie. La mission de l'INSTN est de contribuer à la diffusion des savoir-faire du CEA au travers d'enseignements spécialisés et de formations continues, tant à l'échelon national, qu'aux plans européen et international.

Cette mission reste centrée sur le nucléaire, avec notamment l'organisation d'une formation d'ingénieur en « Génie Atomique ». Fort de l'intérêt que porte le CEA au développement de ses collaborations avec les universités et les écoles d'ingénieurs, l'INSTN a développé des liens avec des établissements d'enseignement supérieur aboutissant à l'organisation, en co-habilitation, de plus d'une vingtaine de Masters. À ces formations s'ajoutent les enseignements des disciplines de santé : les spécialisations en médecine nucléaire et en radiopharmacie ainsi qu'une formation destinée aux physiciens d'hôpitaux.

La formation continue constitue un autre volet important des activités de l'INSTN, lequel s'appuie aussi sur les compétences développées au sein du CEA et chez ses partenaires industriels.

Dispensé dès 1954 au CEA Saclay où ont été bâties les premières piles expérimentales, la formation en « Génie Atomique » (GA) l'est également depuis 1976 à Cadarache où a été développée la filière des réacteurs à neutrons rapides. Depuis 1958 le GA est enseigné à l'École des applications militaires de l'énergie atomique (EAMEA) sous la responsabilité de l'INSTN.

Depuis sa création, l'INSTN a diplômé plus de 4 000 ingénieurs que l'on retrouve aujourd'hui dans les grands groupes ou organismes du secteur nucléaire français : CEA, EDF, AREVA, Marine nationale. De très nombreux étudiants étrangers provenant de différents pays ont également suivi cette formation.

Cette spécialisation s'adresse à deux catégories d'étudiants : civils et militaires. Les étudiants civils occuperont des postes d'ingénieurs d'études ou d'exploitation dans les réacteurs nucléaires, électrogènes ou de recherches, ainsi que dans les installations du cycle du combustible. Ils pourront évoluer vers des postes d'experts dans l'analyse du risque nucléaire et de l'évaluation de son impact environnemental. La formation de certains officiers des sous-marins et porte-avions nucléaires français est dispensée par l'EAMEA.

Le corps enseignant est formé par des chercheurs du CEA, des experts de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), des ingénieurs de l'industrie (EDF, AREVA. . .) Les principales matières sont : la physique nucléaire et la neutronique, la thermohydrau-

lique, les matériaux nucléaires, la mécanique, la protection radiologique, l'instrumentation nucléaire, le fonctionnement et la sûreté des réacteurs à eau sous pression (REP), les filières et le cycle du combustible nucléaire. Ces enseignements dispensés sur une durée de six mois sont suivis d'un projet de fin d'étude, véritable prolongement de la formation réalisé à partir d'un cas industriel concret, se déroulent dans les centres de recherches du CEA, des groupes industriels (EDF, AREVA) ou à l'étranger (États-Unis, Canada, Royaume-Uni. . .) La spécificité de cette formation repose sur la large place consacrée aux enseignements pratiques réalisés sur les installations du CEA (réacteur ISIS, simulateurs de REP : SIREP et SIPACT, laboratoires de radiochimie, etc.)

Aujourd'hui, en pleine maturité de l'industrie nucléaire, le diplôme d'ingénieur en « Génie Atomique » reste sans équivalent dans le système éducatif français et affirme sa vocation : former des ingénieurs qui auront une vision globale et approfondie des sciences et techniques mises en œuvre dans chaque phase de la vie des installations nucléaires, depuis leur conception et leur construction jusqu'à leur exploitation puis leur démantèlement.

L'INSTN s'est engagé à publier l'ensemble des supports de cours dans une collection d'ouvrages destinés à devenir des outils de travail pour les étudiants en formation et à faire connaître le contenu de cet enseignement dans les établissements d'enseignement supérieur, français et européens. Édités par EDP Sciences, acteur particulièrement actif et compétent dans la diffusion du savoir scientifique, ces ouvrages sont également destinés à dépasser le cadre de l'enseignement pour constituer des outils indispensables aux ingénieurs et techniciens du secteur industriel.

Joseph Safieh
Responsable général
du cours de Génie Atomique

Auteurs

Paul Reuss est ancien élève de l'École polytechnique et docteur ès sciences physiques. Il a mené toute sa carrière au Commissariat à l'énergie atomique à Saclay et à Fontenay-aux-Roses, se partageant entre les activités de recherche et développement, l'enseignement et la formation. Ses activités de recherche ont porté sur l'amélioration, la validation et la qualification des codes de calcul pour ordinateur utilisés par les ingénieurs pour la conception et le suivi des cœurs des centrales nucléaires, notamment CORECRAF (réacteurs à uranium naturel et à graphite) et APOLLO (réacteurs de tous types et, spécialement, réacteurs à eau). Après avoir suivi le DEA de Physique des réacteurs nucléaires, Paul Reuss est rapidement intervenu comme chargé de cours, puis comme professeur responsable de ce DEA. Il a aussi animé de nombreux autres enseignements. Il est aujourd'hui le professeur coordinateur de l'enseignement de neutronique au *Génie atomique*. Il a également suivi les travaux d'une vingtaine de doctorants et a participé à plus de cent jurys de thèse.

Gilbert Naudet, ingénieur de l'École centrale des arts et manufactures, est ancien chef du service des études économiques au Commissariat à l'énergie atomique, où il est entré comme ingénieur à la section de physique et expérimentation au service des grandes piles de Saclay. Passé ensuite au service des études économiques, il a été mis à disposition à la Délégation à l'Énergie du ministère de l'Industrie à l'époque du lancement du programme nucléaire français, puis pendant six ans à Sofratome, filiale d'EDF et du CEA, où il a dirigé plusieurs études de faisabilité de centrales nucléaires dans certains pays étrangers. Il a été ensuite assistant du Directeur des applications industrielles nucléaires avant de revenir au service des études économiques. Il a assuré depuis près de trente ans des cours et des conférences sur l'énergie nucléaire à l'Institut des sciences et techniques nucléaires, à l'Institut français du pétrole, à l'Université Paris VI, ainsi qu'à l'étranger dans le cadre des cours régionaux organisés par l'AIEA, et plus récemment au Département énergie de l'Asian Institute of Technology en Thaïlande.

Remerciements

Les auteurs tiennent à adresser leurs chaleureux remerciements à Yves -Chelet qui a été l'initiateur de ce projet de livre et à Bernard Wiesenfeld qui a été associé à son élaboration et dont les suggestions aux différentes étapes du projet leur ont été précieuses.

G.N. et P.R.
Mai 2008

Table de matières

Partie I

QU'EST-CE QUE L'ÉNERGIE ?

1 L'émergence du concept d'énergie

Si les notions de force et de mouvement – intuitives ou directement observables – sont sans doute aussi anciennes que la pensée humaine, le concept d'énergie, en revanche, ne s'est affiné que progressivement ; ce n'est qu'au XIXe siècle avec la théorie de la thermodynamique et au XXe siècle avec la théorie de la relativité, la physique quantique et le modèle standard de la physique des particules qu'a pris forme la notion d'énergie telle que l'appréhende le physicien d'aujourd'hui. Mais la formalisation du concept d'énergie n'est pas forcément indispensable pour comprendre une partie de ses applications.

Ce qui est frappant, en effet, quand on parcourt un ouvrage d'histoire des sciences et des techniques, c'est de constater que l'application précède souvent la théorie et, par conséquent, ne la nécessite pas forcément. C'est le cas de l'énergie. Dès l'Antiquité, bien avant que le concept précis d'énergie ait été façonné, l'homme a su utiliser l'énergie et construire des machines fort ingénieuses : levier, poulies et treuils ; chars, navires et cerfs-volants ; machines de guerre (arcs, catapultes, etc.) ; norias, moulins à eau, puis à vent … Les exemples sont nombreux d'une maîtrise pratique de l'énergie avant une maîtrise conceptuelle.

Toutefois, s'il est possible de faire l'économie d'une approche théorique pour ces applications assez intuitives, cela est moins vrai lorsqu'il s'agit de machines qui ne sont plus directement dérivées de l'observation quotidienne : si la machine à vapeur à piston conçue par Denis Papin (1687) ou même les améliorations apportées par James Watt, vers la fin du XVIIIe siècle, à la machine de Thomas Newcomen (1712) ont fait plus appel au sens pratique qu'à la théorie, il est clair que l'essor de ces machines, observé au XIXe siècle, et leur optimisation, n'auraient pas été tels sans les travaux de Sadi Carnot, Émile Clapeyron, Rudolf Clausius, lord Kelvin, et bien d'autres. De même, la « fée électricité » ne nous aurait pas apporté tant de « bienfaits » si elle n'avait été accompagnée dès son origine par de nombreux travaux théoriques.

L'énergie du XXe siècle, l'énergie nucléaire, ne se conçoit pas, elle, sans un préalable théorique : ce préalable a dû être élaboré à partir d'expériences cruciales, telle celle de Henri Becquerel en 1896, avant que cette énergie soit imaginée. Sans cette découverte de la radioactivité, sans la théorie de la relativité, sans la compréhension de la structure des atomes et de leurs noyaux, sans la découverte du neutron et de la fission, elle n'aurait jamais pu être imaginée.

Remarquons qu'inversement, les théories n'ont pas toujours attendu la possibilité d'observations concrètes pour s'élaborer. Elles se sont parfois bâties sur des intuitions correctes, comme celle de Démocrite au IVe siècle av. J.-C. avec sa théorie des atomes, prémices des découvertes des XIXe et XXe siècles. Mais, bien souvent, les intuitions se sont révélées inadéquates, comme par exemple la théorie des quatre éléments (air, eau, feu et terre) d'Empédocle au Ve siècle av. J.-C., reprise par Aristote (384-322 av. J.-C.) et que l'on retrouve dans la Chine et l'Inde anciennes. Autre exemple : la théorie de l'éther, support des ondes lumineuses ; cette théorie fut très en vogue au XIXe siècle, mais Einstein en montra l'inanité (1905, théorie de la relativité).

Une telle approche sans support d'observations est donc fort dangereuse et un scientifique d'aujourd'hui ne concevrait plus de proclamer une théorie qui ne serait pas étayée par des faits, telles la théorie de la « Terre centre du Monde » ou celle d'une « Création de l'Homme » *ex nihilo*. Cependant, une théorie dépasse souvent les faits connus et, idéalement, doit même permettre de prédire des faits non encore découverts ; mais si les observations ne sont pas conformes aux prédictions, la théorie est irrémédiablement condamnée.

Le concept d'énergie ne semble pas avoir réellement émergé avant la Renaissance. Quelques précurseurs méritent d'être cités : Nicole Oresme (1325-1382), avec ses travaux sur la chute des corps, et Francesco di Giorgio, avec son *Traité de mécanique* ; Léonard de Vinci (1452-1519), savant et artiste de génie qui a, notamment, montré l'absurdité du mouvement perpétuel et introduit le concept de coefficient de frottement ; Jérôme Cardan (1501- 1576) qui, lui aussi, a montré qu'un mouvement perpétuel (sans intervention externe) n'était pas possible.

Le nom le plus connu est celui de Galilée (Galileo Galilei, 1564-1642) souvent considéré comme le fondateur de la physique telle que nous l'entendons aujourd'hui : parmi ses nombreux travaux, ce savant a entrevu le fait que l'action d'une force sur un corps est de modifier sa vitesse et non simplement de le mettre en mouvement ; ses travaux sur la chute des corps l'ont conduit à décrire correctement les lois qui la régissent et à introduire le principe d'inertie.

Reprenant ce principe, Descartes (1596-1650) énoncera la loi de conservation de la quantité de mouvement et semble être le premier à introduire la notion de travail. Ces idées seront développées ensuite par de nombreux savants, tels Huygens (1629-1695) et, surtout, Newton (1642-1727) qui annonce la loi de proportionnalité entre la force F et l'accélération γ ($F = m\gamma$ où m est la masse du corps) et celle de l'égalité entre l'action et la réaction, fondements de la mécanique céleste.

Maupertuis (1698-1759), Euler (1707-1783), d'Alembert (1717-1783)… approfondiront ces notions de mécanique et de dynamique.

La notion proprement dite d'énergie se précisera à partir de la fin du XVIIIe siècle avec les recherches sur le thème de la calorimétrie (par exemple, la première voiture automobile à vapeur réalisée en 1770 par Joseph Cugnot pourrait symboliser l'équivalence entre chaleur et énergie mécanique), et la découverte de l'électricité (Volta inventa la pile électrique en 1800). Le nom de Joule est associé à ces deux branches de la physique : la loi concernant l'effet qui porte son nom (chaleur dégagée par l'électricité passant dans un conducteur) fut formulée en 1841 ; en 1842, Joule détermina l'équivalent mécanique de la calorie : 1 calorie = 4,185 joules.

À peu près au même moment, Mayer énonça le premier principe de la thermodynamique, celui de la conservation de l'énergie, toutes formes confondues (voir chapitre 5). Le second principe (voir chapitre 6) indiquant qu'une machine thermique nécessite *deux* « sources » de chaleur à des températures différentes, fut entrevu dès 1825 par Sadi Carnot dans ses *Réflexions sur la puissance motrice du feu*, puis formulé en 1850 par Clausius grâce à la notion d'entropie (cette notion ne sera vraiment comprise qu'avec les travaux de Boltzmann à la fin du XIXe siècle).

C'est aussi à cette période (1865) que Maxwell présente ses équations unifiant lumière et électro-magnétisme, une autre forme d'énergie, comme cela se précisera avec les travaux de Stefan, Planck, Einstein, etc.

Quant au XXe siècle, nous l'avons dit, ce sera celui de l'énergie nucléaire.

2 Notion classique d'énergie

Les notions d'espace et de temps sont intuitives : classiquement, on dira que l'espace et le temps constituent le « cadre » dans lequel le monde va prendre place. Ce qui remplit plus ou moins ce cadre, c'est la matière. Et ce qui va animer et transformer cette matière, c'est l'énergie. Le soleil brille et nous réchauffe par ses rayons, le vent souffle et fait frissonner les arbres, les aliments cuisent dans la cocotte, les animaux et nous-mêmes nous déplaçons : autant de manifestations de l'énergie.

Comme nous l'avons vu, il a fallu de nombreux siècles pour complètement élaborer le concept d'énergie (par exemple, distinguer les notions de force, vitesse et énergie) et pour établir les correspondances entre les différentes formes qu'elle peut prendre (par exemple, établir l'équivalence entre chaleur et énergie mécanique).

2.1. Travail et énergie

L'**énergie** est la manifestation d'une certaine animation de la matière. Une **force** est un moteur susceptible de provoquer une action sur les objets qui y sont soumis. Il y a donc une relation entre force et énergie. Plus que celle d'énergie, la notion de force est intuitive, puisque kinésthésique (kinésthésie : perception de notre corps). Cette appréhension directe indique qu'une force est caractérisée par son intensité et par sa direction.

Le **travail** d'une force est défini comme le résultat que peut produire cette force si elle peut agir, c'est-à-dire se déplacer : par exemple, si nous tirons sur un objet avec notre main, un résultat concret n'intervient que si cet objet se déplace. En physique, ce résultat est appelé « travail ». Ce résultat est une certaine transformation de l'état de la matière... en d'autres termes, une variation de son énergie. Si l'on convient de mesurer ces grandeurs avec la même unité, il y a donc identité complète entre le travail d'une force et la variation d'énergie du système concerné par ce travail.

Si l'on note W le travail et dW sa production élémentaire (donc la variation d'énergie), cette dernière est le produit de la force F par le déplacement élémentaire $d\ell$ de son point d'application (si le déplacement n'est pas aligné avec la force, il faut multiplier en outre par le cosinus de l'angle entre les directions de la force et du déplacement ; en particulier, si le déplacement est fait dans le sens opposé à la force, dW est négatif).

En notation vectorielle, cela se résume par l'équation $dW = \vec{F}.\vec{d\ell}$, où le point représente le produit scalaire du vecteur force par le vecteur déplacement, chacun d'eux étant caractérisé par son intensité ou longueur, et par sa direction.

Pour comprendre la signification de ce produit et analyser le signe algébrique du travail élémentaire, imaginons un enfant jouant avec une fronde. Dans une première étape, il tire sur l'élastique pour le tendre ; la force exercée par sa main s'oppose à celle de l'élastique. Du point de vue de l'enfant, la force de la main se déplace dans sa direction (F et $d\ell$ sont dans le même sens) : l'enfant travaille et *fournit* de l'énergie à la fronde ; du point de vue de la fronde, la force de l'élastique se déplace dans la direction opposée (F et $d\ell$ sont en sens inverse) : la fronde *reçoit* de l'énergie. Dans une seconde étape, l'enfant lâche l'élastique : la force de l'élastique s'applique alors au projectile ; du point de vue de la fronde, la force de l'élastique se déplace dans sa direction (F et $d\ell$ sont maintenant dans le même sens) et *fournit* de l'énergie au projectile ; du point de vue du projectile, sa force d'inertie se déplace dans la direction inverse de celle du déplacement et ce projectile *reçoit* de l'énergie. Globalement, le travail de l'enfant aura fournit de l'énergie au projectile ; la fronde est un ustensile permettant de rendre ce transfert d'énergie plus efficace qu'un simple lancer à main nue.

2.2. Énergie libre et énergie stockée

Dans l'expérience que nous venons d'imaginer, le résultat final est un projectile se déplaçant à grande vitesse : nous pouvons dire que ce projectile a acquis de l'énergie « visible », puisque associée à cette vitesse. Cette forme d'énergie est appelée « énergie cinétique ». Elle s'exprime par l'équation $E = \frac{1}{2}mv^2$, où m est la masse du projectile et v sa vitesse.

Mais si nous revenons à l'instant où la fronde est bandée et retenue par la main de l'enfant, rien n'est « visible ». Il clair cependant que l'élastique « contient » un plein d'énergie qui ne va pas tarder à se manifester ! Cette énergie est qualifiée de « potentielle » ce qui veut dire ne se manifestant présentement pas mais susceptible de le faire.

Plus généralement, on peut distinguer diverses formes d'énergie qui, comme dans l'exemple de la fronde, peuvent se transformer l'une en l'autre.

Parmi ces différentes formes, il sera commode de distinguer celles qui sont manifestes et que nous qualifierons de « formes d'énergie libre » et celle qui n'existent que potentiellement et que nous qualifierons de « formes d'énergie stockée ».

2.3. Les formes d'énergie libre

Les formes d'énergie libre sont celles sous lesquelles apparaît l'énergie lorsqu'elle est utilisée. Si nous nous référons à notre expérience quotidienne, nous pouvons distinguer quatre formes d'énergie libre (directement perceptible).

La première est le **rayonnement**, visible (lumière) ou invisible (ondes de radio, rayons X, etc.). Il s'agit, fondamentalement du déplacement dans l'espace de particules, le plus souvent des photons se propageant à la vitesse de la lumière (environ 300 000 km/s).

La seconde est la **chaleur** : un apport de chaleur conduit à une augmentation de température (par exemple, un radiateur) et inversement (réfrigérateur).

La troisième forme est celle du projectile lancé par la fronde, d'une voiture sur l'autoroute, … : c'est l'**énergie cinétique**, associée au mouvement.

La quatrième forme d'énergie libre est l'**électricité**. Pour des raisons pratiques, cette forme a vu un développement industriel considérable. Ce n'est pas, à proprement parler, une énergie « visible » mais comme on sait qu'il s'agit du déplacement d'un « courant électrique » (en fait des électrons) dans des conducteurs, on peut qualifier de « libre » cette forme d'énergie.

Il existe des appareillages plus ou moins courants permettant de transformer l'une en l'autre ces quatre formes d'énergie libre ; quelques détails sont donnés au chapitre suivant.

2.4. Les principales formes d'énergie stockée

S'il paraît difficile de stocker l'énergie sous forme de rayonnement ou de courant électrique (sauf peut-être dans un circuit supraconducteur), il est envisageable, en revanche, de stocker l'énergie sous forme de chaleur et sous forme cinétique. Par exemple, pour réduire votre facture d'électricité, vous pouvez utiliser de l'électricité pendant la nuit, lorsque les kilowattheures sont moins chers, pour chauffer des briques et accumuler ainsi de la chaleur, puis récupérer cette chaleur pendant la journée pour votre chauffage domestique. Autre exemple : l'énergie géothermique, constituée de la chaleur emmagasinée au sein de la Terre dégagée par la radioactivité naturelle.

En ce qui concerne l'énergie cinétique, le volant d'inertie d'un moteur représente un exemple de stockage d'énergie sous cette forme (en fournissant de l'énergie pendant les temps morts de la combustion, ce volant permet de pallier les à-coups). Autre exemple : le vent, dont l'éolienne capte l'énergie cinétique.

C'est cependant sous forme d'**énergie potentielle** qu'il est, en général, plus intéressant de stocker l'énergie. Le principe général est semblable à celui de l'exemple pris ci-dessus, celui de l'élastique de la fronde : on accumule de l'énergie potentielle en faisant travailler une force « à l'envers » c'est-à-dire dans le sens inverse de celui dans lequel elle s'exerce ; en laissant, ensuite, travailler cette force dans son sens, l'énergie potentielle emmagasinée sera libérée.

Un élastique ne permet pas de stocker une très grande quantité d'énergie : ce mode de stockage ne peut guère être utilisé que dans de petits appareillages, tels des jouets d'enfant.

La force de la pesanteur peut, par contre, trouver davantage d'applications industrielles. Limitons-nous à trois exemples : l'horloge à poids, à qui l'on fournit de l'énergie en remontant le poids et qui l'utilise ensuite au fil des jours pour vaincre les frottements des mécanismes ; le barrage hydroélectrique, dont le lac constitue une réserve disponible pour compléter, si nécessaire, d'autres sources de production d'électricité.

Le troisième exemple est celui de la pierre lâchée d'une tour : elle est soumise à la pesanteur d'intensité g, similaire à une accélération ; la force s'exerçant sur la pierre vers le bas est $F = mg$ (loi de Newton) ; lors d'une chute d'une hauteur h, le travail $W = Fh = mgh$ est transformé en énergie cinétique $E = \frac{1}{2}mv^2$; en explicitant l'égalité $E = W$ et en simplifiant par m, on obtient l'équation fondamentale du mouvement de la pierre lorsque le frottement est négligé : $\frac{1}{2}v^2 = gh$.

Tant dans les stocks naturels que nous exploitons que dans ceux que nous constituons dans nos activités industrielles, c'est surtout à des modes de stockage au sein même de la matière auxquels nous avons affaire. On utilise alors certaines des forces s'exerçant à l'échelle microscopique pour lier les édifices emboîtés comme des poupées russes qui constituent la matière : nucléons, noyaux, atomes, molécules. (On trouvera en au chapitre 3 une description plus détaillée de la structure de la matière.)

L'**énergie chimique** utilise les forces, de nature électromagnétique, reliant les atomes au sein des molécules : en réarrangeant les atomes pour former de nouvelles molécules à partir des molécules initiales, on fait travailler, dans un sens ou dans l'autre, les forces de liaison entre les atomes, et on libère ou on stocke de l'énergie. Exemples : les stocks naturels que sont les réserves de charbon, pétrole et gaz qui se sont constitués à partir du rayonnement solaire ; et, parmi les applications industrielles : l'essence utilisée par une voiture, les réservoirs de carburant et de comburant d'une fusée, la pile électrique ou la batterie,etc. (dans les premiers exemples, l'énergie est libérée sous forme calorifique, et dans les derniers, sous forme électrique).

L'**énergie nucléaire** utilise les forces agissant entre les nucléons (protons et neutrons) des noyaux atomiques. Là aussi, en réarrangeant différemment ces nucléons, on peut espérer faire travailler ces forces, changer ainsi l'énergie interne et stocker ou libérer de l'énergie. En pratique, seule une libération d'énergie nucléaire est réalisable industriellement, soit en cassant de gros noyaux (fission, spallation), soit en assemblant de petits noyaux (fusion). Dans les deux cas, l'énergie libérée est obtenue sous forme de chaleur. Seule l'énergie de fission a aujourd'hui une application industrielle ; la matière à la base de cette source d'énergie est l'uranium (le thorium pourrait aussi être utilisé). L'énergie de spallation pourrait être alliée à celle de la fission ; elle peut être obtenue avec tous les éléments lourds. L'énergie de fusion pourrait s'avérer prometteuse à long terme si les difficultés techniques de sa mise œuvre sont surmontées ; les matières à la base de cette source sont le deutérium (l'isotope rare de l'hydrogène) et le lithium. (Voir la partie IV pour les détails.)

2.5. Qu'est-ce que la chaleur ?

Nous avons une perception directe et intuitive de la chaleur et nous constatons que ce « fluide » peut se propager dans la matière. Toute la thermodynamique, c'est-à-dire la science décrivant les échanges de chaleur et les transformations avec d'autres formes d'énergie, a pu être construite, au XIXe siècle, sans qu'on connaisse la nature profonde de ce « fluide ». Ce n'est qu'au XXe siècle qu'une réponse à pu être apportée à cette question : la matière est formée de constituants élémentaires de différents types, appelés **atomes**, généralement assemblés en petits édifices appelés **molécules**, voire en structures régulières macroscopiques, les **cristaux**. Les atomes et les molécules ne sont pas inertes mais, au contraire, animés d'une certaine vitesse, donc dotés d'une certaine énergie cinétique. Dans un solide, les atomes vibrent sur place autour d'une position moyenne ; dans un

liquide, les molécules peuvent se déplacer les unes par rapport aux autres, tout en restant rassemblées au fond du récipient ; dans un gaz, au contraire, elles se déplacent en tous sens dans tout l'espace disponible. La **température** est la mesure de l'état d'agitation (qui s'accroît donc lors du passage de l'état solide à l'état liquide, puis de l'état liquide à l'état gazeux) et la **chaleur** est la somme des énergies cinétiques associées à ces mouvements. Les chocs entre molécules permettent de transférer de l'énergie cinétique de l'une à l'autre : c'est par ce mécanisme que se propage la chaleur. Fondamentalement, la chaleur n'est donc pas autre chose que de l'énergie cinétique.

Ainsi, chauffer c'est fournir de l'énergie cinétique aux molécules, donc augmenter leur agitation, et refroidir c'est leur retirer de l'énergie cinétique, donc réduire leur agitation. À la limite, le zéro absolu de température correspond au repos complet des molécules : cette limite correspond à – 273,15 degrés Celsius.

2.6. Qu'est-ce que le rayonnement ?

Fondamentalement, l'énergie du rayonnement est aussi de l'énergie cinétique, puisqu'il s'agit d'un flux de particules, le plus souvent des photons, ou parfois d'autres particules, électrons (diode, radioactivité bêta), noyaux d'hélium ou particules alpha (radioactivité alpha), neutrons (réacteurs nucléaires), etc.

Ces rayonnements de particules peuvent aussi être considérés comme des ondes ; tout dépend du type de détection qui est faite : certaines expériences montrent l'aspect particulaire, d'autres l'aspect ondulatoire. Les équations de Maxwell (1873) avaient consacré l'aspect ondulatoire de l'électromagnétisme (en particulier la lumière), avant que Planck et Einstein ne mettent en évidence l'aspect également particulaire, notamment dans l'émission photoélectrique où des photons arrachent des électrons à la matière (ce phénomène est utilisé dans les cellules des appareils de photo et dans les panneaux solaires). Par la suite, Louis de Broglie a étendu cette dualité à tous les rayonnements.

Les photons ont la particularité d'être des particules de masse nulle. L'énergie portée par chaque photon est $E = h\nu$, où h est la constante de Planck ($6{,}626 \,.\, 10^{-34}$ J.s) et ν la fréquence de l'onde associée, reliée à la longueur d'onde λ par $\nu = c/\lambda$ (c, vitesse de la lumière : 299 792 458 m/s). Le rayonnement de photons prend différents aspects selon l'énergie portée par chacune des particules, c'est-à-dire la longueur d'onde; le tableau 2.1 ci-dessous donne les ordres de grandeur :

Tableau 2.1. Dénomination des ondes de photons selon la longueur d'onde.

Longueur d'onde	Type d'onde
km à m	Ondes radio
m à mm	Micro-ondes
mm à μm	Infrarouge
Quelques dixièmes de μm	Lumière visible
0,1 μm à 10 nm	Ultraviolet
10 nm à 10 pm	Rayons X
En deçà	Rayons gamma

2.7. Qu'est-ce que l'électricité ?

Comme la chaleur, l'électricité a été considérée au début comme un « fluide » dont la nature n'était pas comprise. On sait aujourd'hui qu'il s'agit du déplacement d'ensemble d'une population d'électrons dans des matériaux où certains électrons sont libres et sont appelés pour cette raison **conducteurs** (par opposition, les matériaux où tous les électrons sont liés aux atomes sont des **isolants**). Chaque électron porte une charge élémentaire d'électricité négative : ces électrons se déplacent donc de la borne négative vers la borne positive, c'est-à-dire dans le sens inverse du sens conventionnel du courant que les physiciens avaient choisi – arbitrairement – avant de connaître la vraie nature de l'électricité.

L'électricité a donc aussi un certain aspect cinétique ; mais l'énergie électrique fait aussi intervenir des champs de potentiels électromagnétiques régis par les lois de Maxwell. Cela est particulièrement vrai pour le courant alternatif changeant de sens à une fréquence élevée (par exemple, 50 hertz, c'est-à-dire 50 fois par seconde dans un sens et 50 fois dans l'autre, sur le réseau d'Électricité de France).

3 Notion d'énergie dans la physique moderne

Les théories élaborées par Albert Einstein (1879-1955), ont passablement malmené les notions élémentaires d'espace et de temps, et, par voie de conséquence, d'énergie. Avec la relativité dite restreinte (1905), le temps et l'espace deviennent deux coordonnées d'un espace-temps unique et, simultanément, les notions de matière et d'énergie s'unifient : la célèbre formule d'équivalence, $E = mc^2$, entre la masse m et l'énergie E, où c est la vitesse (célérité) de la lumière, résume l'unification de ces deux notions jusque-là tenues pour complètement distinctes.

Si la vitesse est élevée et comparable à la vitesse c de la lumière, les formules élémentaires de l'impulsion, $p = mv$ (p et v sont des grandeurs vectorielles), et de l'énergie cinétique, $E = \frac{1}{2}mv^2$, ne conviennent plus. Elles doivent être remplacées par les formules relativistes établies par Einstein en 1905 (ces formules se réduisent aux formules classiques si v/c est petit devant 1) :

$$p = \gamma mv \ ; \qquad E = (\gamma - 1)mc^2 \qquad \text{avec : } \gamma = \frac{1}{\sqrt{1-\frac{v^2}{c^2}}}.$$

Elles révèlent l'équivalence entre masse et énergie, résumée par $E_0 = mc^2$, en désignant par E_0 l'énergie associée à la masse (en ajoutant E_0 à l'énergie cinétique E, on obtient l'énergie totale γmc^2). Ces formules peuvent aussi s'interpréter en disant qu'ajouter de l'énergie cinétique à un objet, c'est-à-dire l'accélérer, est équivalent à lui ajouter de la masse par rapport à sa masse au repos. Lorsque sa vitesse s'approche de celle de la lumière, sa masse devient infiniment grande : un objet matériel ne peut ainsi jamais atteindre exactement, et *a fortiori* dépasser, la vitesse c de la lumière.

Une particule de masse au repos nulle telle le photon se propage, elle, forcément à la vitesse c (et ne peut donc pas être « au repos ») ; les formules sont dans ce cas :

$$p = h\nu/c \ ; \qquad E = h\nu$$

où h est la constante de Planck et ν la fréquence de l'onde associée au photon considéré.

Avec la relativité dite générale (1915), Einstein va encore plus loin, puisqu'il couple dans les équations qu'il propose les notions d'espace-temps et de masse-énergie : la quantité de masse-énergie, considérée comme la « substance » fondamentale de l'univers, impose sa « forme » (ou, plus précisément, sa courbure) à l'espace-temps ; inversement, on peut dire que la courbure de l'espace-temps n'est autre que l'expression de la quantité de masse-énergie qu'il contient.

Avec les développements de la physique du microscopique (mécanique quantique et physique des particules), initialisés par Max Planck (1858-1947) et Einstein, puis menés par

de nombreux physiciens durant le XXe siècle, une nouvelle vision de la « substance » masse-énergie s'élabore. Notons que la relativité générale et la physique quantique sont des théories incompatibles. Einstein a tenté, sans succès, de les concilier ; les recherches sur une théorie unifiée sont aujourd'hui l'une des préoccupations majeures des physiciens théoriciens.

Selon le « modèle standard » retenu aujourd'hui par la plupart des spécialistes, l'univers serait, fondamentalement, constitué de particules du type « fermions » (six quarks et six leptons, voir le tableau 3.1 ci-contre) pouvant être soumis à quatre interactions fondamentales (interaction nucléaire forte, interaction nucléaire faible, interaction électromagnétique et gravitation) dont les vecteurs (transmetteurs) sont des particules du type « bosons ». On retrouve ainsi avec ce modèle une certaine dichotomie entre matière et énergie...

Lorsque les particules de type fermions s'assemblent grâce aux particules de type bosons, vecteurs des interactions fondamentales, ces derniers jouent un rôle de « médiateur » entre les fermions : la liaison résulte, en quelque sorte, d'un échange perpétuel de bosons entre les fermions concernés, un peu comme l'échange de la balle de tennis entre les deux joueurs les empêche de se séparer tant que dure la partie.

3.1. Les quatre interactions fondamentales

Voici, selon le « modèle standard », les particules élémentaires du type bosons intervenant dans les interactions fondamentales :

1) L'**interaction forte** responsable de la cohésion des noyaux atomiques et à l'origine de l'énergie nucléaire ; médiateurs : les huit *gluons*.

2) L'**interaction faible** intervenant dans certaines réactions, notamment la radioactivité bêta, mais sans grandes implications dans la vie de tous les jours ; médiateurs : les bosons dits W^+, W^- et Z_0.

3) L'**interaction électromagnétique**, qui, au contraire, est impliquée dans beaucoup d'opérations courantes, notamment l'énergie rayonnante, l'énergie électrique et l'énergie chimique ; médiateur : le *photon*.

4) L'**interaction gravitationnelle** qui régit la cinématique céleste et, à notre échelle, l'énergie potentielle telle l'énergie hydraulique ; médiateur : l'hypothétique *graviton*, non découvert à ce jour.

Les physiciens postulent aussi l'existence, non mise encore en évidence expérimentalement, d'un hypothétique *boson de Higgs* qui permettrait d'expliquer la masse des particules élémentaires.

3.2. L'organisation de la matière

Dans son état « paisible » que nous côtoyons dans la vie courante, la matière ne fait intervenir que les fermions de la première famille. Les autres, instables, n'apparaissent

Tableau 3.1. Les douze fermions du modèle standard ; les charges sont exprimées en fonction de la charge élémentaire : 1,602.10^{-19} coulomb ; elles sont les mêmes dans les trois familles pour les particules d'une même ligne ; les masses sont exprimées en MeV/c^2, c'est-à-dire en MeV après conversion de l'énergie en masse par la formule d'Einstein.

Première famille	*Deuxième famille*	*Troisième famille*
	Quarks	
Haut *u* (up)	Charmé *c* (charm)	Sommet *t* (top)
	Charge : +2/3	
Masse : 5	Masse : 1 300	Masse : 174 000
Bas *d* (down)	Étrange *s* (strange)	Beau *b* (beauty)
	Charge : –1/3	
Masse : 10	Masse : 200	Masse : 4 300
	Leptons neutres	
Neutrino d'électron ν_e	Neutrino de muon ν_μ	Neutrino de tauon ν_τ
	Charge : 0	
	Masse : très faible	
	Leptons chargés	
Électron *e*	Muon μ	Tauon τ
	Charge : –1	
Masse : 0,511	Masse : 105,7	Masse : 1 784

que dans les événements exceptionnels créés dans les accélérateurs de particules des physiciens des hautes énergies et reproduisant ceux qui ont pu survenir aux tout premiers instants du big bang.

Grâce aux liaisons assurées par les bosons, les fermions formant la matière peuvent s'organiser en niveaux successifs de complexité croissante :

1) Grâce aux gluons (interaction forte), trois quarks peuvent se réunir et former un **nucléon** ; il existe deux variétés de nucléons : le **proton** a comme formule *uud* et porte donc une unité positive de charge électrique ; le **neutron** a comme formule *udd* et ne porte donc pas de charge ; les masses de ces deux particules sont voisines : respectivement 938,272 et 939,565 MeV/c^2. La taille d'un nucléon est de l'ordre de 10^{-15} m.

Remarque : le proton et le neutron sont les seuls objets stables formés de trois quarks ; mais il existe aussi de nombreux objets instables formés de deux ou de trois quarks ; tous ces objets, stables ou instables, sont aussi qualifiés de « particules ».

2) Grâce, toujours, à l'interaction forte, les nucléons peuvent s'assembler pour former des **noyaux atomiques** ; si les proportions des deux types de nucléons sont adéquates, l'édifice est stable, sinon le noyau est radioactif. Outre l'interaction forte, la stabilité est aussi conditionnée par l'interaction faible (elle intervient notamment dans certains processus radioactifs) et par l'interaction électromagnétique : les protons portant des charges électriques positives ont tendance à se repousser, puisque des grains d'électricité s'attirent s'ils sont de signes contraires et se repoussent s'ils sont de même signe, mais cela est compensé par les forces nucléaires, attractives et intenses, dues à l'interaction forte entre les quarks. (Le lecteur pourra trouver dans la partie IV davantage de détails sur la physique nucléaire.) On peut considérer que les nucléons sont juxtaposés au sein du noyau : la taille d'un noyau est donc de l'ordre de 10^{-15} m.

3) L'interaction électromagnétique entre la charge positive d'un noyau et la charge négative d'un électron crée une force attractive qui permet de lier des électrons à un noyau. L'état le plus usuel de la matière est électriquement neutre ; cela se réalise lorsque le nombre d'électrons (négatifs) autour du noyau est égal au nombre de protons (positifs) au sein du noyau : l'édifice ainsi réalisé est appelé **atome**. (S'il y a trop ou pas assez d'électrons, on a alors affaire à un **ion**, respectivement négatif ou positif.) Les électrons sont très légers par rapport au noyau (la masse d'un électron, 0,511 MeV/c^2, est presque 2 000 fois plus faible que celle d'un nucléon) et, cependant, ils occupent beaucoup d'espace, puisqu'un atome est environ 100 000 fois plus grand qu'un noyau, soit environ 10^{-10} m : un atome agrandi à la taille d'un terrain de football aurait un noyau de la taille d'une framboise ! Par conséquent, hormis cette infime portion de l'espace où la densité est phénoménale, de l'ordre de 10^{14} g/cm^3, la matière n'est presque que du vide !

4) Toujours grâce aux interactions électromagnétiques, mais entre les électrons les plus périphériques des atomes, des liaisons peuvent s'établir : les atomes s'assemblent ainsi en molécules ou en cristaux. Dans le monde inorganique, ces structures sont relativement simples ; en revanche, la vie a su créer des molécules extraordinairement complexes, qui ont permis l'émergence des animaux supérieurs, puis de la pensée.

5) Aux grandes échelles de l'univers, la matière s'organise en astres, systèmes stellaires, galaxies et amas de galaxies : à ce niveau-là, c'est essentiellement l'interaction gravitationnelle qui gouverne ces structures et leur évolution.

3.3. L'antimatière

À chaque particule élémentaire de matière (c'est-à-dire à chacun des douze fermions) est associée une antiparticule. L'antiparticule d'une particule a la même masse et une charge électrique opposée. Par exemple, à l'électron de masse de 0,511 MeV/c^2 et porteur d'une charge élémentaire *négative* est associé l'antiélectron, appelé aussi **positon**, ayant une masse de 0,511 MeV/c^2 et une charge élémentaire positive d'une unité.

En assemblant des antiparticules, on forme l'**antimatière**, par exemple des antiprotons et des antineutrons, voire des anti-atomes... (si les antiprotons et les antineutrons sont couramment produits dans les accélérateurs des physiciens des hautes énergies, seul l'antihydrogène, atome formé d'un antiproton et d'un antiélectron, a pu être observé). Dès qu'une antiparticule et sa particule se rencontrent, elles n'annihilent l'une l'autre : leurs masses sont converties en énergie emportée par deux photons ; par exemple, dès qu'un positon envoyé dans la matière rencontre un électron, ces deux particules s'annihilent en formant deux photons de 0,511 MeV. C'est la raison pour laquelle matière et antimatière ne peuvent coexister. Il semble que notre univers soit entièrement formé de matière ; la raison de cette dissymétrie n'est pas encore clairement expliquée par les physiciens.

4 Transformations de l'énergie

C'est l'observation des transformations possibles des différentes formes d'énergie qui a conduit à la notion unique d'énergie en tant qu'entité abstraite pouvant présenter divers aspects.

Les diverses formes d'énergie ont été présentées au chapitre 2 ; dans le présent chapitre, les principales transformations connues et, pour la plupart, utilisées dans l'industrie sont détaillées. Pour cette présentation, nous reprendrons la distinction commode quoique quelque peu artificielle entre énergie libre et énergie stockée.

4.1. Transformations des formes d'énergie libre

Comme nous l'avons vu, les quatre formes d'énergie libre sont l'**énergie rayonnante**, l'**énergie thermique** (ou chaleur), l'**énergie mécanique** (ou cinétique) et l'**énergie électrique**. Cela fait douze transformations susceptibles d'être réalisées : toutes sauf deux ont des applications dans la vie courante ou dans l'industrie (figure 4.1).

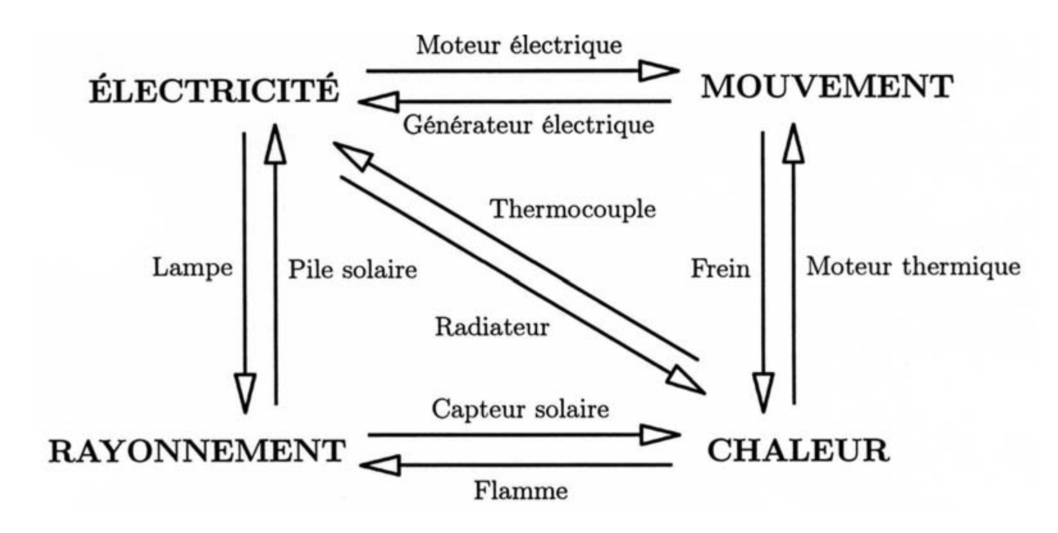


Figure 4.1. Les principales transformations des formes d'énergie libre.

1) Transformation de l'énergie rayonnante en énergie thermique : elle est réalisée, par exemple, par les capteurs de rayonnement solaire fournissant l'eau sanitaire pour une habitation ou pour échauffer un fluide en vue d'une production d'électricité.

2) Transformation de l'énergie rayonnante en énergie mécanique : cette transformation est à l'origine de la poussée de radiation qui fait que la queue des comètes est toujours à l'opposé du Soleil. La force de cette poussée est faible et elle n'a pas trouvé d'application industrielle (peut-être sera-t-elle un jour utilisée en astronautique).

3) Transformation de l'énergie rayonnante en énergie électrique : cela est réalisé dans les convertisseurs photovoltaïques, par exemple les panneaux solaires d'un satellite artificiel ou à usage domestique.

4) Transformation de l'énergie thermique en énergie rayonnante : c'est l'incandescence, c'est-à-dire l'émission spontanée de rayonnement par les corps à une température non nulle et cela d'autant plus que la température est élevée ; exemple : le rayonnement du Soleil, dont la surface est à environ 6 000 °C.

5) Transformation de l'énergie thermique en énergie mécanique : c'est que ce réalisent la machine à vapeur et, plus généralement, les turbines et moteurs thermiques, tels ceux des voitures automobiles.

6) Transformation de l'énergie thermique en énergie électrique : cette conversion directe est réalisée dans les convertisseurs thermoélectriques (par exemple, les thermocouples utilisés pour des mesures de température) et thermoïoniques. (Industriellement, on passe plus souvent par l'intermédiaire de l'énergie mécanique, par exemple dans les centrales électriques classiques ou nucléaires.)

7) Transformation de l'énergie mécanique en énergie rayonnante : elle est observée dans le *bremsstrahlung* (rayonnement de freinage ou rayonnement synchrotron) utilisé dans des accélérateurs de particules pourcréer un rayonnement intense de photons, tel *Soleil* à Saint-Aubin (Essonne) ; mais cette transformation n'a pas d'autre application industrielle.

8) Transformation de l'énergie mécanique en énergie thermique : cette transformation est inéluctable dans des frottements et des chocs ; elle est, par exemple, observée dans les freins qui chauffent.

9) Transformation de l'énergie mécanique en énergie électrique : ce sont les générateurs électriques (dynamos, alternateurs) qui réalisent cette transformation. (Voir aussi la piézo-électricité au point 12 ci-dessous.)

10) Transformation de l'énergie électrique en énergie rayonnante : cela se produit dans les décharges (étincelles, éclairs) et l'électroluminescence (par exemple, les tubes à néon) ; on remarquera que dans les lampes les plus usuelles (à incandescence), il y a un passage intermédiaire par la chaleur.

11) Transformation de l'énergie électrique en énergie thermique : c'est l'« effet Joule », c'est-à-dire le dégagement de chaleur dans tout conducteur parcouru par un courant électrique ; cet effet correspond souvent à une perte, mais il peut aussi être recherché (radiateur électrique).

12) Transformation de l'énergie électrique en énergie mécanique : c'est ce que réalisent les moteurs électriques ; citons aussi la piézo-électricité qui est l'apparition de charges électriques à la surface de certains cristaux mis sous contrainte et, inversement, leur déformation sous l'action d'un champ électrique : ce dernier effet est utilisé dans les montres à quartz.

On remarquera que les transformations de l'électricité en d'autres formes d'énergie libre sont aisées : c'est, avec la facilité du transport par câbles, la raison de l'utilisation intensive de cette forme d'énergie dans les sociétés industrielles.

4.2. Libération de l'énergie stockée

Certaines formes d'énergie libre (chaleur, énergie cinétique) peuvent, dans certaines conditions, être stockées, puis ensuite prélevées : nous n'y reviendrons pas. Nous nous intéresserons ici aux trois principales formes d'**énergie potentielle**, c'est-à-dire apparemment invisible mais susceptible de se concrétiser sous une forme d'énergie libre : l'énergie gravitationnelle, l'énergie chimique et l'énergie nucléaire.

L'**énergie gravitationnelle** est celle emmagasinée par une masse placée à une certaine hauteur dans un champ de pesanteur (gravitation) ; le plus souvent, il s'agit d'eau, soit retenue par un barrage en altitude, soit prélevée sur le courant d'un torrent ou d'une rivière : c'est l'**énergie hydraulique**. Cette énergie se transforme spontanément en énergie mécanique dès qu'on laisse descendre cette masse ; avec une turbine hydraulique, on récupère cette énergie mécanique pour la convertir en électricité.

L'**énergie chimique** (celle qui est emmagasinée au sein des molécules de la matière sous forme de liaisons chimiques) peut être libérée sous toutes les formes d'énergie libre :

1) transformation en rayonnement : c'est la chimiluminescence, c'est-à-dire une émission de lumière ;

2) transformation en chaleur : c'est la combustion et la fermentation (combustion lente par les organismes vivants) ;

3) transformation en énergie mécanique : l'explosion ;

4) transformation en électricité : piles et accumulateurs électriques (ces derniers pouvant être rechargés, ce qui est la transformation inverse d'énergie électrique en énergie chimique) ; piles à combustible.

L'**énergie nucléaire** (celle qui est emmagasinée au sein des noyaux des atomes sous forme de liaisons nucléaires entres les nucléons) ne peut être libérée, en l'état actuel des techniques, que sous forme de chaleur. Cela est détaillé dans la partie IV.

4.3. Stockage de l'énergie

Remarquons qu'il n'est pas possible de transformer directement une forme d'énergie stockée en une autre : il faut forcément passer par une forme d'énergie libre intermédiaire. Les passages d'une forme d'énergie stockée vers une forme d'énergie libre ont été décrits au paragraphe précédent ; nous considérons ici les transformations inverses d'une forme d'énergie libre vers une forme d'énergie stockée.

Une pompe permet de hisser une certaine masse de fluide à une hauteur supérieure : elle transforme de l'énergie mécanique en énergie gravitationnelle. Par exemple : dans certains sites, Électricité de France pompe de l'eau d'une retenue vers une autre située plus haut lorsqu'il y a surplus de production d'électricité par les autres centrales (transformation d'énergie électrique en énergie mécanique, puis en énergie potentielle) et renvoie cette eau dans la turbine pour produire un complément d'électricité au moment d'une pointe de consommation (transformations inverses).

Il est possible de stocker trois des quatre formes d'énergie libre en énergie chimique : le rayonnement grâce à la photochimie, notamment la photosynthèse dans laquelle la chlorophylle des plantes capte l'énergie du rayonnement solaire ; la chaleur grâce à la thermolyse (synthèse chimique prélevant de la chaleur dans les réactifs) ; l'électricité grâce à l'électrolyse, par exemple lors de la recharge d'une batterie d'accumulateurs.

En revanche, nous ne savons pas, aujourd'hui, stocker de l'énergie sous forme d'énergie nucléaire.

4.4. Quelques ordres de grandeur

Il est utile d'avoir à présent à l'esprit l'ordre de grandeur des équivalences entre les différentes formes d'énergie. Voici quelques éléments permettant de fixer les idées.

S'il vous vient à l'idée de lâchez un œuf du haut de la tour Eiffel, l'énergie cinétique acquise au cours de la chute sera transformée en chaleur au moment de l'impact sur le sol ; même en négligeant la résistance de l'air, le calcul montre que l'échauffement ainsi obtenu n'est même pas de 1 degré Celsius : il montre que la chaleur est une forme d'énergie étonnamment grande.

Cela se confirme si vous comparez le fer à repasser et la tondeuse à gazon du week-end : le premier a une puissance plus élevée (1 800 watts) que la seconde (1 200 watts).

On peut, de même, calculer que la chaleur nécessaire pour porter à ébullition, de 20 à 100 degrés, une casserole de deux litres d'eau, soit 160 000 calories, équivaut à l'énergie mécanique que doit déployer un homme de 70 kilogrammes pour escalader une montagne de près de 1000 mètres.

L'énergie apportée par les aliments consommés par un individu en une journée est de l'ordre de 2 500 à 3 000 kilocalories. Cela correspond à une puissance moyenne de 120 à 140 watts (un watt = un joule par seconde).

La puissance utile, c'est-à-dire celle qui peut effectivement être utilisée et non pas l'énergie consommée, peut être évaluée en reprenant le cas de l'alpiniste que nous venons d'évoquer : s'il gravit 500 mètres par heure – ce qui suppose déjà un bon entraînement ! – la puissance correspondante est de l'ordre de 100 watts. Mais, dans ses activités courantes, la puissance « utile » est bien moindre.

Cent watts : c'est la puissance d'une ampoule électrique courante, à filament. Le rendement de la conversion d'électricité en lumière d'un filament n'est que de quelques pour cent : c'est dire que beaucoup de lumière ne fait pas beaucoup d'énergie. (Les tubes à néon et les ampoules modernes ont un meilleur rendement et, donc, une consommation moindre.)

Cela se confirme si l'on chiffre l'énergie déposée sur Terre par le Soleil : malgré son intense luminosité, seulement 1,4 kilowatt par mètre carré, perpendiculairement aux rayons et au-dessus de l'atmosphère, et généralement moins de 1 kilowatt par mètre carré au niveau du sol. La conséquence est que l'énergie solaire ne peut fournir des puissances appréciables qu'avec de grandes surfaces de panneaux.

L'énergie peut être emmagasinée sous forme chimique. L'exemple le plus simple est celui de la pile électrique, où cette énergie peut être libérée sous forme d'un courant électrique. La puissance est faible, par exemple de l'ordre du watt pour une pile d'une lampe de poche ; celle-ci fonctionnant une dizaine d'heures, l'énergie qui était stockée et est ainsi libérée est de l'ordre de 36 000 joules, soit 0,3 % de l'énergie consommée par un individu chaque jour. Pour une batterie de voiture (40 ampères-heures sous 12 volts), on trouve 1 700 000 joules : l'individu considéré a besoin de six fois cette énergie chaque jour.

La combustion d'un kilogramme de charbon donne 32 000 000 joules (ou 9 kilowatt-heures, ou encore l'énergie emmagasinée par une vingtaine de batteries de voiture) ; c'est aussi l'ordre de grandeur de ce que fournit un litre d'essence.

L'énergie chimique est donc relativement peu concentrée ; de fortes puissances nécessitent un apport important de combustible : on peut calculer, par exemple, qu'une centrale de 5 200 mégawatts électriques (MWe),la puissance d'une centrale nucléaire de quatre « tranches » de 1 300 MWe, fonctionnant au charbon, doit être alimentée par 12 millions de tonnes de combustible par an, soit dix trains de 3 000 tonnes par jour.

L'énergie nucléaire est aussi une forme d'énergie stockée, mais là sous une forme très concentrée, environ un million de fois plus. La même centrale, mais nucléaire, « brûle » 140 tonnes de combustible (nucléaire) par an, ce qui ne nécessite que quelques voyages de camions chaque année !

Pour compléter cette énumération, on pourra se reporter aux « échelles » ci-dessous (figures 4.2 et 4.3) donnant d'autres exemples d'ordres de grandeur de quantité d'énergie ou de puissance. On notera que, dans les deux cas, ces exemples s'étagent sur plus de soixante décades !

4.5. Sources d'énergie

Le tableau 4.1 ci-après rappelle les principales sources d'énergie exploitées aujourd'hui par l'homme ; leurs caractéristiques et contributions respectives seront détaillées dans la partie II de ce livre.

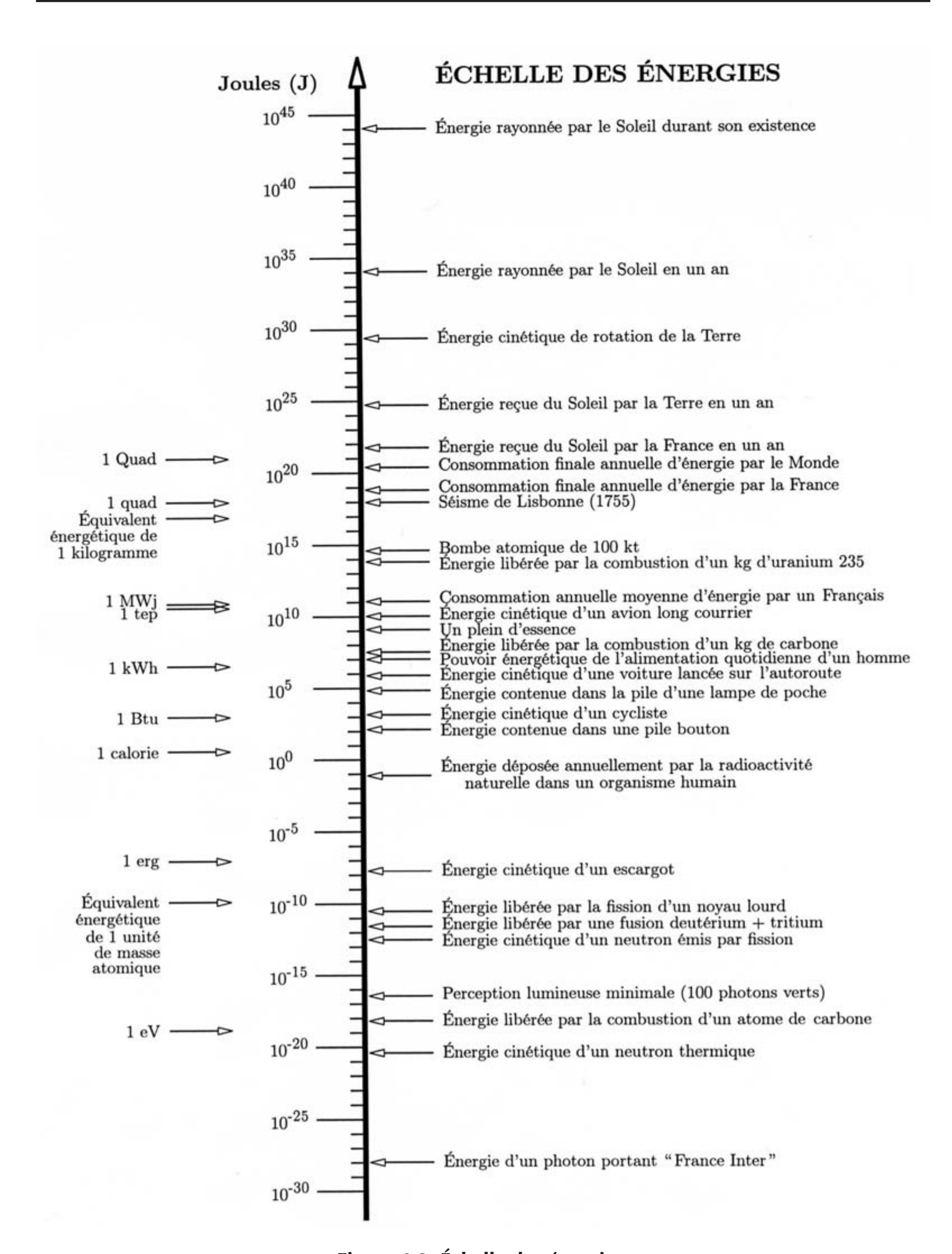


Figure 4.2. Échelle des énergies.

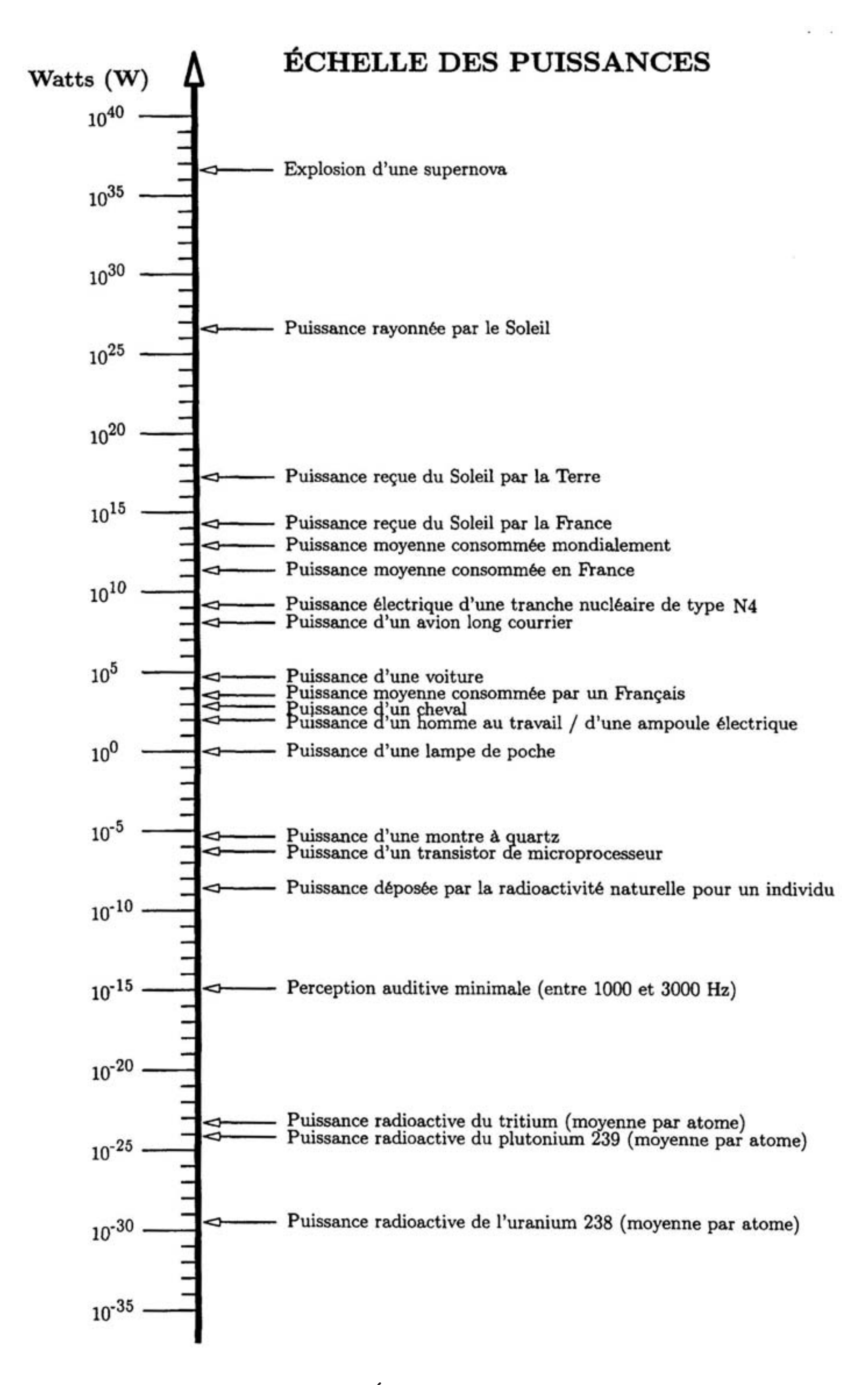


Figure 4.3. Échelle des puissances.

Tableau 4.1. Principales sources d'énergie exploitées aujourd'hui par l'homme.

Énergies fossiles
Produits carbonés : • tourbe • lignite • houille • anthracite • pétrole • gaz naturel **Fission** : • uranium
Énergies renouvelables (Sources disponibles pendant une durée très supérieure à celle des civilisations humaines)
Hydraulique **Éolien** **Solaire** **Géothermie** **Biomasse** : • bois • cultures • bouses, etc. **Énergie des marées**

5 Conservation de l'énergie (premier principe de la thermodynamique)

5.1. La thermodynamique

La thermodynamique est la branche de la physique qui s'intéresse aux évolutions de température et aux échanges thermiques, en particulier ceux qui sont en relation avec la mécanique.

La thermodynamique est fondée sur deux principes dégagés par les « savants » du XIXe siècle, le siècle où triomphe la machine à vapeur : ceux-ci s'interrogeaient sur la nature de la chaleur et sur les lois qui gouvernent la transformation de la chaleur en énergie mécanique (travail) et vice-versa.

Le second principe a été entrevu par Sadi Carnot (1796-1832) dans ses *Réflexions sur la puissance motrice du feu et sur les machines propres à dégager cette puissance* (1824), puis explicité par Émile Clapeyron (1799-1864) et William Thomson (lord Kelvin, 1824-1907) ; il ne sera vraiment compris que grâce aux travaux initiés par Ludwig Boltzmann (1844-1906) sur l'ordre et le désordre, l'entropie et l'irréversibilité. Nous évoquerons tout cela au chapitre suivant.

À la suite des travaux de Benjamin Thompson (comte Rumford, 1753-1814) et de Sadi Carnot, le premier principe a été formulé tout d'abord en 1842 par Robert von Mayer (1814-1878), puis par James Prescott Joule (1818-1889) : ce principe établit l'équivalence entre la chaleur et le travail ; il sera généralisé en un principe général de conservation de l'énergie.

5.2. Le premier principe de la thermodynamique

Considérons un système observé entre deux instants 1 et 2. Le premier principe indique que la quantité de chaleur Q reçue par le système entre ces deux instants est égale à la somme du travail W qu'il aura fourni et de l'accroissement $U_2 - U_1$ de son énergie propre :

$$Q = W + U_2 - U_1$$

ou, sous forme différentielle :

$$dQ = dW + dU$$

Ce principe annonce que l'on peut utiliser une unité de mesure commune pour le travail et la chaleur, c'est-à-dire établir une correspondance entre, par exemple, le **joule** (travail d'une force de 1 newton se déplaçant de 1 mètre) et la **calorie** (quantité de chaleur nécessaire pour élever de 1 °C la température de 1 gramme d'eau à 15 °C) :

1 calorie = 4,1855 joules

1 joule = 0,23892 calorie

En particulier, si le système est isolé ($Q = 0$ et $W = 0$) son énergie propre ne varie pas $U_2 = U_1$ même s'il se transforme : c'est le principe de conservation de l'énergie.

Plus généralement, avec une unité commune, le total de l'énergie (toutes formes confondues) se conserve : ce qui est reçu par le système (Q) est égal à ce qu'il convertit en travail et cède (W) plus ce qu'il « thésaurise » ($U_2 - U_1$) sous la forme d'une augmentation de son énergie propre.

Ce principe a été étendu en un **principe général de conservation de l'énergie**, considéré comme l'un des piliers de la physique : les formes d'énergie sont diverses mais le total de l'énergie (toutes formes confondues) d'un système isolé par la pensée se conserve. Par exemple, c'est pour ne pas avoir à renoncer à ce principe qu'Enrico Fermi (1901-1954) postula, en 1930, l'existence d'une deuxième particule éjectée, le neutrino, associée à l'électron dans la radioactivité bêta qui semblait ne pas respecter cette loi. L'existence de cette particule, extrêmement difficile à détecter, a effectivement été établie expérimentalement par la suite (1953-1956, Frederick Reines et Clyde L. Cowan).

Par les équations de la relativité, Albert Einstein (1879-1955) montra, en 1905, que la masse pouvait être convertie en énergie, et vice-versa, selon la relation $E = mc^2$ où c est la vitesse de la lumière. Cela a comme conséquence que, dans l'explicitation générale du principe de la conservation de l'énergie (et notamment dans la désintégration bêta), la masse doit être comptabilisée en tant qu'énergie. Cela est pratiquement négligeable en physique classique et en chimie mais devient important en physique nucléaire et en physique des particules où des échanges importants entre masse et énergie cinétique peuvent intervenir.

5.3. Quelques notions résultant du premier principe

5.3.1. Énergie interne

L'énergie U propre au système peut prendre deux formes : $U = C + E$. En effet, une partie de l'énergie U qu'il aura acquise peut l'être sous forme d'**énergie cinétique**, C, c'est-à-dire associée à une certaine vitesse prise par ce système ; l'autre partie, E, correspond à de l'**énergie interne**, c'est-à-dire à proprement parler emmagasinée dans le système (par exemple, sous forme d'énergie chimique ou d'une transformation de phase).

5.3.2. Capacité calorifique à volume constant

Supposons qu'on fournisse une certaine quantité de chaleur au système mais que, dans l'opération, son volume V ne varie pas : on définit sa capacité calorifique à volume constant, C_V, comme le rapport entre la quantité d'énergie interne qu'il acquiert, dE, et l'élévation de température, dT, observée.

5.3.3. Enthalpie

Inversement, il peut arriver que, dans une transformation du système, son volume varie mais que la pression reste constante ; c'est, par exemple, approximativement le cas pour le fluide caloporteur traversant le cœur d'un réacteur nucléaire pour en extraire la chaleur produite par les fissions : en s'échauffant ce fluide se dilate, voire entre en ébullition (réacteurs à eau bouillante et réacteurs RBMK).

Il est intéressant alors d'introduire l'enthalpie H définie comme la somme de l'énergie interne E et du produit PV de la pression par le volume :

$$H = E + PV$$

En négligeant, en effet, la variation d'énergie cinétique, on voit par l'équation du premier principe que la variation d'enthalpie n'est autre, dans ce cas, que la quantité de chaleur cédée au fluide. (Si la pression est uniforme, le travail fourni à l'extérieur est $dW = PdV$, d'où $dQ = dW + dE = dH - VdP$; si la pression ne varie pas ($dP = 0$), alors $dQ = dH$.)

5.3.4. Capacité calorifique à pression constante

La notion d'enthalpie débouche sur celle de capacité calorifique à pression constante : supposons qu'on fournisse une certaine quantité de chaleur au système tout en le maintenant à une pression P constante : on définit sa capacité calorifique à pression constante, C_P, comme le rapport entre la quantité d'enthalpie qu'il acquiert, dH, et l'élévation de température, dT, observée.

5.3.5. Équation d'un gaz parfait à température constante

Si l'on étudie comment varie le volume d'un gaz lorsqu'on modifie sa pression, on constate que, dans une transformation *isotherme*, c'est-à-dire sans changement de température, le produit PV de la pression par le volume reste pratiquement constant :

$$PV = constante$$

C'est la loi dite de Boyle-Mariotte, énoncée en 1662 par Robert Boyle (1627-1691), puis, indépendamment, en 1676, par Edme Mariotte (v. 620-1684).

Un gaz pour lequel cette relation serait rigoureusement vérifiée est qualifié de **gaz parfait**. Les gaz usuels sont presque parfaits à faible pression.

5.3.6. Évolution adiabatique d'un gaz parfait à température constante

Un cycliste qui gonfle ses pneus sait bien que sa pompe s'échauffe : c'est dire que la transformation de l'air, dans ce cas, n'est par isotherme. Une meilleure approximation pour cette expérience serait de dire que la transformation est **adiabatique**, c'est-à-dire sans échange de chaleur avec l'extérieur. (En effet, si le cycliste regonfle suffisamment vite son vélo, la chaleur produite dans la pompe n'a pratiquement pas le temps de s'échapper. Inversement, une transformation très lente est généralement à peu près isotherme.)

La transformation adiabatique d'un gaz parfait se fait selon la loi établie par Laplace (Pierre Simon, marquis de Laplace, 1749-1827) : notons γ le rapport C_P/C_V entre la capacité calorifique à pression constante et la capacité calorifique à volume constant. Si ce rapport peut être supposé indépendant de la température, la loi de Laplace indique que le produit de la pression P par le volume porté à la puissance γ reste constant :

$$PV^{\gamma} = constante$$

6 Irréversibilité des transformations de l'énergie (deuxième principe de la thermodynamique)

6.1. Caractère général d'une machine thermique

Comme nous l'avons dit au chapitre précédent, le second principe de la thermodynamique fut d'abord esquissé par Sadi Carnot dans ses *Réflexions sur la puissance motrice du feu* publiées en 1824. Carnot y remarque que la recherche du « mouvement perpétuel » est illusoire et, plus particulièrement, y explique qu'il est impossible de construire une machine thermique basée sur un cycle avec une seule source de chaleur (cycle : transformation d'un système dans laquelle il revient à son état initial). Au contraire, il montre que pour qu'un système puisse fournir du travail à l'extérieur, il faut qu'il échange avec celui-ci des quantités de chaleur à des températures différentes, avec une « source chaude », puis avec une « source froide ». Dans ce cas, le système reçoit de la chaleur à la source chaude et en restitue une partie à la source froide, la différence pouvant être transformée en travail.

Carnot conceptualisait ces notions à partir de l'observation des machines à vapeur. Pour prendre un exemple beaucoup plus récent, considérons ce qui se passe dans le circuit de refroidissement d'une centrale classique ou nucléaire où l'eau circule en circuit fermé, donc selon un « cycle » thermodynamique (figure 6.1). L'eau liquide entre dans la chaudière (ou un échangeur amenant la chaleur de la chaudière), s'y échauffe et s'y vaporise : cette chaudière est la source chaude à laquelle le fluide prend de la chaleur. Ensuite ce fluide, maintenant sous forme de vapeur, passe dans une ou plusieurs turbines où l'énergie qu'il contient est – partiellement – convertie en énergie mécanique de rotation (cette énergie mécanique est aussitôt transformée en énergie électrique grâce à l'alternateur couplé sur le même arbre de rotation). À la sortie des turbines la vapeur entre dans le condenseur où elle repasse à l'état liquide : c'est la source froide qui reçoit du fluide une partie de la chaleur qu'il avait prise à la source chaude (cette partie sera ensuite dispersée dans l'environnement grâce à l'eau qui circule, par ailleurs, pour refroidir le condenseur). La vapeur recondensée, elle, est reprise par des pompes pour être renvoyée à la source chaude.

Le rendement de la conversion en énergie mécanique de la chaleur empruntée à la source chaude (proportion de cette chaleur convertie en énergie mécanique) ne peut pas dépasser la valeur maximale, dite « rendement de Carnot » :

$$\rho = 1 - \mathrm{T}_{\mathrm{froide}}/T_{\mathrm{chaude}}$$

où T_{froide} et T_{chaude} sont respectivement les températures absolues des sources froide et chaude (température absolue = température Celsius + 273,15).

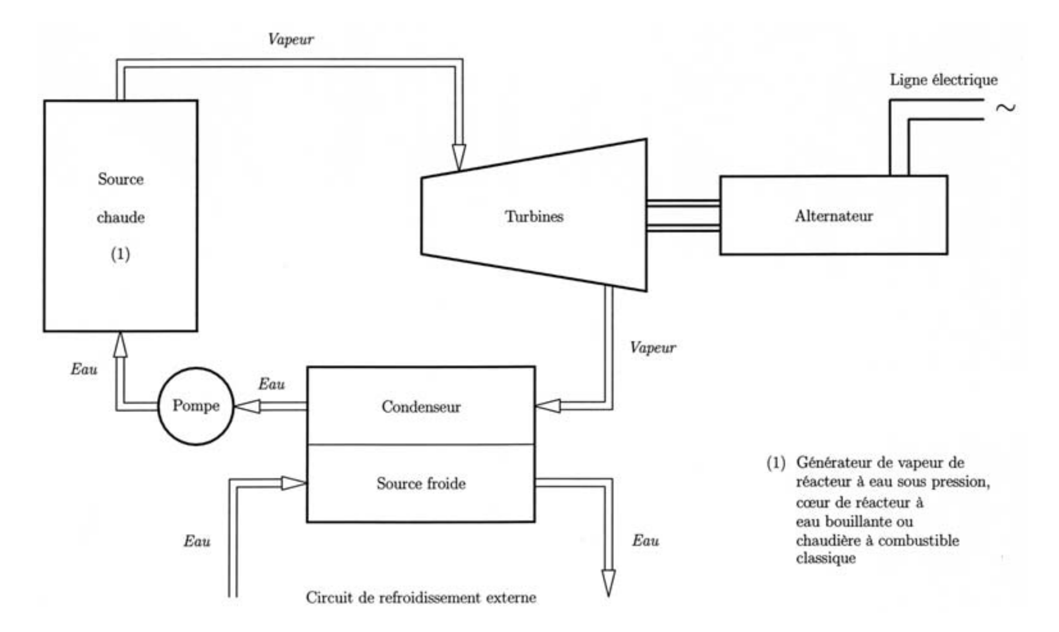


Figure 6.1. Schéma de principe d'une centrale thermique.

Par exemple, pour une centrale nucléaire à eau sous pression, ces températures sont, en degrés Kelvin respectivement de l'ordre de 558 (285 + 273) et 308 (35 + 273), d'où ρ de l'ordre de 45 % ; le rendement réel de la conversion de la chaleur des fissions en électricité est de l'ordre de 33 % seulement, car le rendement réel est toujours plus faible que le rendement théorique maximum ; il y a, en outre, des pertes lors de la transformation de l'énergie mécanique en électricité. Les centrales thermiques classiques et les réacteurs nucléaires à neutrons rapides ont un meilleur rendement – environ 45 % au lieu de 33 % – du fait que la source chaude est à une température plus élevée que dans les centrales à eau sous pression.

Nous pouvons aussi noter en passant l'intérêt du condenseur. Si on laissait s'échapper à l'atmosphère la vapeur sortant des turbines, d'une part on perdrait une eau purifiée au lieu de la recycler, d'autre part on aurait une température de source froide plus élevée : 100 °C correspondant à la pression atmosphérique de 1 bar au lieu de 35 °C (50 millibars) ; on calcule qu'on perdrait alors, sur l'exemple choisi, près de 12 points sur le rendement de Carnot !

6.2. Notion de température absolue

Nous venons de faire allusion à la température absolue. Cette notion a été introduite par lord Kelvin et c'est pourquoi, aujourd'hui, la température absolue se mesure en degrés Kelvin ou, plus simplement, en kelvins.

Kelvin s'est basé sur des considérations de thermodynamique, et a montré que le zéro absolu (–273,15 degrés Celsius) correspond à une limite infranchissable.

Nous savons aujourd'hui que la température absolue est la mesure de l'agitation thermique des molécules et des atomes constituant la matière, et que le zéro absolu est associé à l'absence d'agitation : cela permet de comprendre de façon évidente pourquoi cette limite est infranchissable.

Kelvin a aussi précisé l'équation d'état des gaz parfaits (voir au chapitre précédent la loi de Boyle-Mariotte) :

$$PV = RT$$

Le produit de la pression P par le volume V est proportionnel à la température absolue T ; la constante de proportionnalité R caractérise la quantité de gaz considérée.

6.3. Notion d'entropie

Une formulation plus précise du second principe a été par la suite proposée par Rudolf Clausius (1822-1888) grâce à la notion d'entropie élaborée en 1850 : l'entropie S d'un système est l'intégrale de dQ/T où T est la température du système et dQ la quantité de chaleur infinitésimale reçue par ce système lors d'une **transformation réversible** (une transformation réversible est une transformation très « douce » au cours de laquelle on peut à tout instant revenir en arrière, par exemple un échange de chaleur entre deux corps à des températures extrêmement voisines).

Si la transformation réelle n'est pas réversible mais **irréversible**, ce qui est toujours plus ou moins le cas des transformations réelles, l'accroissement d'entropie dS est toujours supérieur à dQ/T, ce que l'on écrit généralement sous la forme :

$$dQ \leq TdS$$

En particulier, pour un système isolé ($dQ = 0$), la variation dS d'entropie est toujours positive ou nulle : c'est la loi d'accroissement d'entropie. En énergétique, cette loi exprime une dégradation de l'énergie du système : même si, en quantité, l'énergie reste constante (premier principe), en qualité elle se détériore (deuxième principe). En pratique, la forme dégradée d'énergie est la chaleur, les autres formes étant, par opposition, qualifiées de nobles : on peut toujours transformer l'énergie noble en chaleur, mais on ne peut transformer qu'une partie de la chaleur en énergie noble (c'est ce qu'exprime le rendement de Carnot).

Les travaux de Ludwig Boltzmann (1844-1906), basés sur une analyse statistique d'une population très nombreuse de molécules, ont permis de mieux comprendre la notion d'entropie : l'accroissement d'entropie d'un système traduit une évolution irréversible, c'est-à-dire inéluctable, qu'on ne pourra pas, en pratique, refaire à l'envers. Par exemple, quand on met deux gaz en contact, les molécules vont se mélanger intimement et définitivement : l'expérience montre qu'on ne verra jamais les deux gaz se séparer spontanément à nouveau. De même, un verre qui tombe sur le carrelage se brise et personne ne l'a jamais vu remonter sur la table et se reconstituer ! Ou encore : nous vieillissons inéluctablement sachant bien que le retour à une éternelle jeunesse est un mythe ! Dans tous ces exemples, l'irréversibilité de la transformation se traduit par une augmentation d'entropie qui exprime un « accroissement du désordre ».

Selon une expression célèbre du physicien Arthur Eddington (1882-1944), *l'entropie est la flèche du temps* : celui-ci s'écoule dans un sens bien défini. Plus récemment, les travaux du chimiste Ilya Prigogine (1917-2003) ont montré le caractère très universel des processus irréversibles ; si ce caractère ne fait plus de doute pour les systèmes macroscopiques, la question reste, en revanche, controversée pour les systèmes microscopiques.

Remarquons enfin que la vie semble contredire l'irréversibilité, puisqu'elle tend à aller vers une plus grande organisation et non un accroissement du désordre. Mais ce paradoxe n'est qu'apparent : un être vivant n'est pas un système isolé, mais, au contraire, échange en permanence avec son environnement pour se nourrir, respirer, etc. Ce faisant, il échange aussi de l'entropie ; en particulier, s'il cède de l'entropie au milieu extérieur (ou, ce qui revient au même, s'il reçoit de l'entropie négative ou « négentropie »), son entropie interne peut éventuellement décroître.

7 Grandeurs et unités utilisées dans le domaine de l’énergétique

7.1. Généralités

Les activités humaines nécessitent la quantification des longueurs, surfaces, capacités, masses, durées, vitesses, forces, etc. À cette fin, des unités ont dû être créées au fil des siècles. Jusqu’à la Révolution française, les unités ont passablement fluctué au gré des us et coutumes, et ont souvent passablement différé selon les provinces. Cette situation amena, en 1790, l’Assemblée constituante à charger l’Académie des sciences d’élaborer un meilleur système pouvant convenir à tous les temps et à tous les peuples.

Le mètre, défini comme la quarante millionième partie du méridien terrestre (déduite des mesures par Méchain et Delambre de la portion de méridien comprise entre Dunkerque et Barcelone) fut matérialisé par un étalon en platine iridié déposé au pavillon de Breteuil à Sèvres ; il servit de base au système métrique institué par la loi du 18 germinal an III (7 avril 1795), rendu obligatoire en France ‘a partir du 1er janvier 1840 par la loi du 4 juillet 1837. Ce système fut par la suite adopté par les autres pays, certains très récemment seulement, tels les États-Unis ou le Royaume-Uni dans les années 1960-1970.

Aujourd’hui, le système international d’unités (SI) est basé sur sept unités de base : mètre, kilogramme, seconde, ampère, kelvin, candela et mole. (Remarquer que les progrès de la physique on amené à redéfinir certaines de ces unités.) L’utilisation de ces unités et de celles qui en sont dérivées est vivement recommandée dans les sciences ; cependant, d’autres unités consacrées par l’usage ou par des ordres de grandeurs plus adaptés dans certains problèmes sont « tolérées ».

En France, le décret du 3 mai 1961, modifié par les décrets du 5 janvier 1966, du 4 décembre 1975 et du 26 février 1982, a fixé le système des unités de mesure légales et a normalisé la dénomination des multiples et sous-multiples. C’est à ces décrets que nous nous référons ci-dessous.

Nous avons voulu cependant compléter la liste de ces unités de mesure légales par un certain nombre d’unités non légales mais d’usage courant dans certains secteurs, notamment commerciaux et économiques. En particulier, on trouvera ci-dessous, d’une part, des unités anciennes, d’autre part, les principales unités anglo-saxonnes, car elles sont encore largement utilisées dans la vie courante, voire dans certains documents techniques. (Les sources que nous avons consultées sont parfois divergentes sur les décimales des facteurs de conversion énergétiques : les choix que nous avons faits sont ceux que nous recommandons.)

L’énergétique intervient de manière plus ou moins directe dans à peu près toutes les branches de la physique et de la chimie : c’est la raison pour laquelle nous avons

délibérément repris toute la liste des unités légales sans chercher à la limiter spécifiquement aux unités d'énergie.

Outre la notation des unités, ainsi que celle des multiples et sous-multiples, les règles typographiques ont été aussi standardisées :

– Si l'unité est écrite en toutes lettres, elle doit commencer par une minuscule (même si elle est dérivée d'un nom propre) et prendre un « s » au pluriel ; exemples : 1,51 kilomètres, 3 watts, 15 gigabecquerels...

– Si l'unité est écrite avec son symbole, il ne faut jamais placer un « s » de pluriel ; exemples : 1,51 km, 3 W, 15 GBq...

– L'utilisation des majuscules et minuscules est normalisée dans l'écriture des symboles ; exemples : km et non Km, W et non w, eV et non ev...

– En France, la virgule et non le point doit séparer la partie entière de la partie décimale (mantisse) d'un nombre ; le point est utilisé pour marquer la multiplication par une puissance de 10 ; exemples : 1,51 km et non 1.51 km, $1{,}5.10^{10}$ Bq pour 15 GBq, etc...

– Pour en faciliter la lecture, il est utile de séparer par une petite espace les tranches de trois chiffres des parties entière et/ou décimale d'un nombre (à l'exclusion de tout autre signe typographique, en particulier le point et la virgule) ; exemples : c = 299 792 458 m/s ; π = 3,141 592 65...

7.2. Notation des multiples et sous-multiples

Pour les multiples des unités du SI, les seuls facteurs admis, hormis 10 et 100, sont les puissances entières de mille (facteurs de la forme 10^{3n} avec n entier). Leur noms et abréviations sont normalisés jusqu'à 10^{24}. Les règles sont analogues pour les sous-multiples. Voici (tableau 7.1) les dénominations et symboles à utiliser :

Tableau 7.1. Préfixes et abréviations des multiples et des sous-multiples.

MULTIPLES			SOUS-MULTIPLES		
yotta	Y	10^{24}	yocto	y	10^{-24}
zetta	Z	10^{21}	zepto	z	10^{-21}
exa	E	10^{18}	atto	a	10^{-18}
peta	P	10^{15}	femto	f	10^{-15}
téra	T	10^{12}	pico	p	10^{-12}
giga	G	10^{9}	nano	n	10^{-9}
méga	M	10^{6}	micro	μ	10^{-6}
kilo	k	10^{3}	milli	m	10^{-3}
hecto	h	10^{2}	centi	c	10^{-2}
déca	da	10^{1}	déci	d	10^{-1}

Remarque : les préfixes « téra » et « méga » sont parfois écrits sans accent sur le « e ».

7.3. Unités de base du système international

Voici les définitions actuelles des sept unités de base du système international [source : Bureau international des poids et mesures (BIPM)].

1 - Mètre (m) : longueur du trajet parcouru dans le vide par la lumière pendant une durée de 1/299792458 de seconde.

2 - Kilogramme (kg) : masse du prototype international du kilogramme [cylindre de platine iridié de hauteur égale au diamètre (39 mm) conservé au Pavillon de Breteuil, au BIPM].

3 - Seconde (s) : durée de 9192631770 périodes de la radiation correspondant à la transition entre deux niveaux hyperfins de l'état fondamental de l'atome de césium 133.

4 - Ampère (A) : intensité d'un courant constant qui, maintenu entre deux conducteurs parallèles, rectilignes, de longueur infinie, de section circulaire négligeable et placés à une distance de 1 mètre l'un de l'autre dans le vide, produirait entre ces conducteurs une force égale à 2×10^{-7} newton par mètre de longueur.

5 - Kelvin (K) : fraction 1/273,16 de la température thermodynamique du point triple de l'eau.

6 - Mole (mol) : quantité de matière d'un système contenant autant d'entités élémentaires qu'il y a d'atomes dans 0,012 kilogramme de carbone 12 (lorsque l'on emploie la mole, les entités élémentaires doivent être spécifiées et peuvent être des atomes, des molécules, des ions, des électrons, d'autres particules ou des groupements spécifiés de telles particules).

7 - Candela (cd) : intensité lumineuse, dans une direction donnée, d'une source qui émet un rayonnement monochromatique de fréquence 540.10^{12} hertz et dont l'intensité énergétique dans cette direction est 1/683 watt par stéradian.

7.4. Principales unités

On trouvera en annexe 1 l'ensemble des unités du système international. Y figurent également de nombreuses unités qui ne sont pas considérées comme légales mais qui sont usitées, notamment dans les pays anglo-saxons.

7.5. Quelques constantes physiques utiles en énergétique

On trouvera en annexe 2 les unités utilisées en physique atomique et nucléaire, ainsi que les principales constantes physiques intervenant dans le domaine de l'énergétique.

Partie II

PRODUCTION ET CONSOMMATION D'ÉNERGIE

8 Système énergétique

L'énergie est nécessaire à l'homme. Depuis la préhistoire il utilise le feu pour cuire ses aliments, se chauffer ou s'éclairer, la force animale pour se déplacer, travailler la terre ou broyer ses grains. De ces exemples simples se dégage une double constatation : l'énergie est un service aux multiples aspects ; l'énergie est fournie par la nature, où elle est disponible sous des formes diverses.

Le **système énergétique** est constitué par l'ensemble des transformations et des moyens associés permettant de transférer l'énergie depuis les sources d'approvisionnement rencontrées dans la nature jusqu'aux usages utiles à l'homme.

Dans le monde, surtout depuis le début de l'ère industrielle à la fin du XVIIIe siècle, l'énergie est un moteur essentiel de l'économie. Au fur et à mesure que celle-ci se développait et que de nouvelles technologies apparaissaient, le système énergétique est devenu fort complexe. Il est nécessaire d'en donner une description, même simple, pour permettre de comprendre à travers les données statistiques les flux énergétiques nationaux et internationaux, et ultérieurement d'exposer les grands problèmes liés à leur approvisionnement et à leur consommation.

Il serait logique de commencer l'exposé par le niveau des besoins, car c'est là que se manifeste la finalité du système énergétique. Toutefois, la clarté impose de partir des sources, puis de suivre les voies qui les relient au niveau de la consommation finale.

8.1. Énergies primaires

Le premier niveau du système énergétique se compose de toutes les sources énergétiques disponibles dans la nature, qui pour la plupart ne peuvent être directement utilisées au niveau final qu'après une série de transformations et de transports. Elles sont bien connues et sont dénommées énergies primaires.

Il convient de les classer en deux catégories :

– les **énergies primaires épuisables** ou non-renouvelables : ce sont les combustibles minéraux solides (charbon, lignite, tourbe), le pétrole (conventionnel ou contenu dans les schistes bitumineux et les sables asphaltiques), le gaz naturel, l'uranium, auquel on peut ajouter le thorium ;

– les **énergies primaires renouvelables** : elles revêtent des formes aussi diverses que l'hydraulique (de barrage ou au fil de l'eau), le solaire thermique ou photovoltaïque, l'énergie éolienne, la biomasse (le bois, certains végétaux et déjections animales), la géothermie, l'énergie des marées ou encore l'énergie thermique des mers.

Les énergies non-renouvelables se présentent sous forme d'énergie stockée, que se soit sous forme chimique dans le cas du charbon, du pétrole ou du gaz naturel (ce sont les énergies fossiles) ou sous forme nucléaire dans celui de l'uranium et du thorium. On les trouve localement concentrées en des gisements naturels en terre ou parfois presque en surface, qui donnent lieu à une exploitation intensive quand ils sont économiquement rentables. Mais en général, les matières extraites sont inaptes à être utilisées telles quelles pour des usages finals.

Les énergies renouvelables trouvent leur source dans des phénomènes divers qui se manifestent de façon plus ou moins continue ou se renouvellent périodiquement. Certaines résultent de l'énergie libre cinétique créée dans les mouvements météorologiques. L'énergie éolienne est fournie directement par la circulation atmosphérique. L'énergie hydraulique est assurée par les précipitations ; cette dernière toutefois, sous sa forme de l'hydraulique de barrage, par accumulation de réserves d'eau, présente aussi un aspect d'énergie stockée, mais périodiquement renouvelable. L'énergie solaire est directement issue des rayonnements émis par le soleil ; la biomasse l'est indirectement. La géothermie provient de la chaleur dégagée par les désintégrations radioactives des profondeurs de la Terre. L'énergie marémotrice résulte de l'attraction de la Lune.

Le plus souvent, ces énergies renouvelables se présentent de façon diffuse. C'est le cas des énergies solaire et éolienne, ainsi que de la biomasse. En raison de la faible intensité de ces sources, elles sont en général destinées à être utilisées à proximité de leur lieu de production. L'hydraulique, la géothermie et l'énergie marémotrice sont localement concentrées, toutefois à des degrés divers s'agissant de la micro-hydraulique et de la géothermie.

Les énergies primaires étant fournies par la nature, il est légitime de se demander comment, par une succession plus ou moins longue de transformations d'énergie libre, elles se relient en fin de compte aux notions fondamentales de la physique exposées dans la première partie de l'ouvrage, notamment aux quatre interactions fondamentales (voir chapitre 3).

Les réserves de charbon et d'hydrocarbures se sont constituées à partir du rayonnement solaire, comme aujourd'hui se crée la biomasse. Les manifestations atmosphériques sont produites en grande partie par la chaleur dispensée par le Soleil. Si l'on ajoute naturellement l'énergie solaire, toutes ces énergies trouvent leur source primordiale dans les réactions de fusion qui se produisent dans le Soleil. L'énergie nucléaire et la géothermie ne sont que la manifestation de l'énergie de liaison libérée par les noyaux par les réactions de fission et la radioactivité. Finalement, les deux forces nucléaires agissant dans les noyaux sont fondamentalement à l'origine des formes énergétiques utilisées par l'homme, à l'exclusion de l'énergie marémotrice qui, elle, résulte de l'interaction gravitationnelle.

8.2. Énergies secondaires

Le niveau intermédiaire du système énergétique se décompose en deux fonctions essentielles : conversion d'énergie et transport. On y ajoute, le cas échéant, la fonction de stockage (voir paragraphe 13.1).

8.2.1. Conversion d'énergie

Les conversions mettent en œuvre des processus pour transformer les énergies primaires en énergies qui puissent être transportées et directement consommées dans les divers types d'appareils utilisés au niveau final pour fournir le service demandé. Ces dernières sont dénommées **énergies secondaires** ou encore **vecteurs** énergétiques.

Les énergies secondaires sont essentiellement :

– les divers **produits pétroliers** (essence, kérosène, fioul…) obtenus dans les raffineries à partir du pétrole ;

– l'**électricité**, produite dans des centrales thermiques à partir des combustibles fossiles, dans des centrales nucléaires à partir de l'uranium ou dans des turbines hydrauliques à partir de l'énergie cinétique de l'eau ;

– la **vapeur**, produite dans des chaudières ou soutirée de turbines de centrales thermiques productrices d'électricité ;

– l'**hydrogène**, vecteur énergétique dont le développement commence à peine, mais qui dans l'avenir pourrait être produit massivement par dissociation des molécules d'eau.

Les différents modes de conversion sont mis en œuvre dans des installations industrielles (centrales thermiques classiques ou nucléaires, raffineries, chaudières) ou des dispositifs de taille modeste (aérogénérateurs, convertisseurs solaires thermiques ou photovoltaïques…). Chacun d'eux implique une ou plusieurs transformations entre formes d'énergie libre, qui s'effectuent selon les deux principes de la thermodynamique.

L'exemple de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles, qui est une des conversions majeures du système énergétique actuel, illustre ce propos. Dans une centrale thermique, l'énergie du combustible, stockée sous forme chimique, est transformée par combustion en chaleur, celle-ci en énergie cinétique de la vapeur, puis en énergie mécanique de la turbine et enfin en électricité par l'alternateur.

On a vu que la transformation de l'énergie thermique en énergie mécanique n'est que partielle puisque limitée par le rendement de Carnot et les irréversibilités inhérentes aux processus industriels. Une partie importante de l'énergie primaire (de 55 % à 45 % environ) se trouve ainsi dissipée à la source froide sans utilité aucune, traduisant de façon concrète l'augmentation de l'entropie. De plus, il faut prendre en compte les inévitables imperfections techniques, comme les défauts d'isolation thermique entraînant des pertes de chaleur par conduction, convection et rayonnement. De tout cela résulte un **rendement brut** qui est le rapport entre la quantité d'énergie secondaire obtenue au sein de l'installation par rapport à la quantité d'énergie primaire consommée.

Une partie de l'énergie secondaire produite est dépensée pour le fonctionnement des installations productrices d'électricité elles-mêmes, pour actionner par exemple les pompes de circulation des fluides et les divers systèmes auxiliaires. Cette quantité d'énergie, quoique faible (quelques pourcent), doit être retranchée de la production brute pour déterminer la quantité finalement disponible pour la consommation, qui caractérise la production nette. Le bilan global de la conversion se traduit par le **rendement net**, rapport de la quantité d'énergie primaire consommée à la quantité d'énergie secondaire effectivement fournie à l'extérieur de l'installation.

Les raffineries fournissent des produits élaborés à partir du pétrole, mais le fonctionnement des plateaux de distillation ou des installations de craquage nécessite une fourniture

d'énergie secondaire sous forme de vapeur et d'électricité, et de ce fait les raffineries sont affectées aussi d'un rendement net.

Le gaz naturel est une énergie primaire qui, à l'instar du charbon, peut être utilisée directement dans les usages finals. Parfois il subit quelques traitements comme la désulfuration. Son transport nécessite des modifications de ses caractéristiques physiques coûteuses en énergie (compression, liquéfaction), mais ces transformations lui donnent la possibilité d'être distribué en différents points de consommation. C'est à cet égard qu'on lui prête aussi le caractère d'une énergie secondaire.

8.2.2. Transport d'énergie

Les moyens de transport des énergies, et notamment des énergies secondaires, constituent le second volet du niveau intermédiaire du système énergétique. Ces moyens sont adaptés à chaque forme d'énergie pour l'acheminer et la distribuer jusqu'aux points de consommation finale. On distingue :

– le **transport,** qui consiste à acheminer l'énergie en grandes quantités sur de longues distances jusqu'aux régions de grande consommation ;

– la **distribution**, qui répartit au sein de ces régions l'énergie aux multiples points de consommation finale ; le foisonnement de ces derniers impose à la distribution son caractère particulier.

La répartition géographique des centres de production d'énergie primaire, des centres de conversion et des centres de consommation finale est fort diverse selon les types d'énergie et selon les pays. Lorsque la géographie, la technique et l'économie le permettent, on transporte et distribue certaines formes d'énergie secondaire à l'aide de **réseaux**. Le cas le plus connu est celui de l'électricité, où les réseaux de transport se sont établis au niveau national, puis au niveau international, sur des distances de quelques centaines de kilomètres, et les réseaux de distribution au niveau local (voir chapitre 18). Le gaz naturel est le plus souvent transporté dans des gazoducs, longs parfois de quelques milliers de kilomètres, qui de plus en plus ont tendance à se ramifier en réseaux dans les pays industrialisés. La vapeur est distribuée dans des réseaux de chauffage urbain sur des distances de quelques kilomètres.

Les systèmes de transport et de distribution se caractérisent par des pertes et des dépenses d'énergie. Dans le cas de l'électricité, il s'agit de pertes sur les lignes de haute et moyenne tension (quelques pourcent), et à la distribution (moins de 10 %). Pour ce qui est du pétrole, on observe quelques pertes à la distribution, et le transport par oléoducs ou bateaux pétroliers nécessite une certaine quantité d'énergie. Des fuites de gaz naturel sont à déplorer le long des gazoducs (4,5 % aux États-Unis, 5,5 % en Russie), et une certaine quantité d'énergie doit être dépensée pour les compresseurs (8 % aux États-Unis, 11 % en Russie). S'il s'agit d'un transport par bateaux méthaniers, il faut ajouter l'énergie nécessaire à la liquéfaction préalable du gaz et à la marche des bateaux.

8.2.3. Stockage d'énergie

La fonction de stockage d'énergie, quand elle est possible, se situe au niveau secondaire du système énergétique, car elle permet de résorber les intermittences éventuelles de la fourniture d'énergie primaire et celles inéluctables de la consommation finale.

Au niveau primaire, bien que les sources d'approvisionnement soient diversifiées, il est bon de se prémunir contre une rupture passagère de fourniture d'énergie fossile en raison d'aléas techniques ou une rupture plus importante que l'on peut craindre lors des périodes de forte tension internationale. À cet effet, des stocks de charbon ou de pétrole sont constitués et correspondent à quelques semaines de consommation. Les stocks de combustible nucléaire, à différents niveaux de préparation (concentrés d'uranium, uranium enrichi, assemblages combustibles), sont relatifs à des durées plus longues (un an ou plus), car ils sont nettement moins onéreux et moins encombrants.

La consommation finale d'énergie subit des variations continuelles, plus ou moins importantes selon la nature de l'énergie utilisée. Ces variations dépendent de l'heure de la journée, du jour de la semaine et de la saison, par le biais de l'activité économique et des conditions climatiques. Elles créent des problèmes surtout pour les énergies de réseaux que sont l'électricité et le gaz. Toutefois, à cause du très grand nombre de postes de consommation, on observe un effet de foisonnement qui atténue au niveau national l'ampleur de ces variations.

L'électricité ne se stocke pas directement (sinon de façon très spécifique et très ponctuelle dans des batteries) : on fait face instantanément aux variations de la demande en modulant la production. Toutefois, on stocke indirectement l'électricité au moyen de barrages et d'installations de pompage (voir chapitre 20). Quant au gaz, la variation de pression dans les canalisations permet de pallier les variations rapides de la demande, et les variations de longue durée sont assurées par des stockages souterrains.

La conversion, le transport et le stockage de l'énergie constituent à eux seuls une activité industrielle, au point que l'on distingue dans la nomenclature économique un **secteur « énergie »**. Pour assurer ses fonctions, ce secteur consomme lui-même, comme on vient de le voir, certaines quantités d'énergie, le plus souvent secondaires, qui représentent l'autoconsommation de ce secteur (voir paragraphe 13.1).

8.3. Énergies finales

Au niveau final du système énergétique, les besoins élémentaires d'énergie de l'activité économique se classent commodément en trois grandes catégories correspondant à trois des quatre formes d'énergie libre : chaleur, énergie cinétique et rayonnement.

Le **chauffage**, et son mode inverse, la réfrigération, se manifestent d'abord dans les locaux d'habitation ou de travail, à des degrés divers selon les conditions climatiques et les comportements des utilisateurs. La chaleur est présente dans de multiples processus industriels concernant l'élaboration des métaux ou des matériaux comme la brique ou le ciment, la fabrication de produits chimiques. Elle intervient dans des séchages divers, la transformation et la consommation des aliments.

L'**énergie mécanique** a des applications très nombreuses et diverses, dans les transports (automobiles, trains, bateaux, avions), dans l'industrie (moteurs, pompes, compresseurs), dans le secteur résidentiel et tertiaire (appareils ménagers, ascenseurs…).

Le **rayonnement** est utilisé sous plusieurs formes dans l'éclairage, les télécommunications, la radio, la télévision.

C'est au niveau final du système énergétique que l'on mesure toute l'importance de l'énergie dans l'activité économique. Les liens entre le niveau de l'activité économique et le niveau de la consommation d'énergie seront présentés brièvement à propos des indicateurs énergétiques (voir chapitre 16).

8.4. Énergies utiles

Pour clarifier la question de la consommation d'énergie au niveau final, une distinction s'impose entre la notion d'énergie finale et celle d'énergie utile. Le service rendu au stade final s'obtient à travers un appareil qui opère une série de transformations d'énergies libres citées précédemment. Cette série de transformations ne s'effectue qu'avec un certain rendement, qui est le rapport de **l'énergie utile**, strictement nécessaire au besoin en question, et l'énergie effectivement consommée dans l'appareil, qui est **l'énergie finale**.

1) *Exemple dans le domaine du chauffage*

On utilise un poêle pour chauffer une pièce. Y maintenir la température à 20 °C nécessite un apport permanent de calories, que l'on évalue si on connaît les caractéristiques de déperdition de chaleur de la pièce et la température extérieure. Cette quantité de calories constitue l'énergie utile au chauffage. Mais, à cet effet, la quantité de bois (ou de charbon ou de gaz) brûlée dans le poêle représente une quantité supérieure d'énergie, car une partie significative en sera perdue à la cheminée, une autre sous forme de combustible imbrûlé : c'est l'énergie finale.

2) *Exemple dans le domaine mécanique*

Dans un moteur d'automobile, environ 40 % seulement de l'énergie finale contenue dans le combustible (jusqu'à 50 % dans les meilleurs moteurs à haute température) se retrouve après combustion sous forme de travail sur les pistons. En moyenne, approximativement 50 % de cette quantité est perdue sous forme d'énergie thermique résultant des frottements dans le moteur, et en ajoutant les pertes dues aux turbulences de l'aspiration d'air et du refoulement des gaz brûlés, celles dues à la circulation du fluide de refroidissement et du lubrifiant, c'est seulement 15 % de l'énergie du combustible qui parvient aux roues motrices sous forme d'énergie mécanique, qui est l'énergie utile.

3) *Exemple dans le domaine du rayonnement*

L'éclairage d'un local exige une certaine quantité de rayonnement sous forme de flux de photons en lumière visible, qui détermine l'énergie utile. Une lampe transforme une quantité d'énergie électrique, qui est l'énergie finale, en énergie thermique, puis en énergie rayonnante avec un faible rendement. Le rendement des lampes dépend fortement du processus physique mis en œuvre, donc du type de lampe. Pour 1 watt dépensé au niveau même de la lampe, le nombre de lumens produits se situe dans les intervalles suivants :

- lampe ordinaire : 8 à 18
- lampe halogène : 18 à 24
- tube fluorescent : 37 à 100
- sodium basse pression : 100 à 200

– sodium haute pression : 20 à 130

– mercure haute pression : 35 à 58.

Le rendement d'un appareil quel qu'il soit (un radiateur, un moteur, une lampe…) dépend de sa conception, de sa qualité de fabrication et d'entretien et de la nature de la transformation d'énergie concernée. D'une façon générale, la conception et la réalisation des appareils bénéficiant des progrès technologiques, leur rendement s'améliore : l'énergie finale aura tendance à diminuer pour une même quantité d'énergie utile.

Tout compte fait, c'est bien l'énergie utile qui, à travers tout le système énergétique, provoque une demande d'énergie primaire. Pour évaluer cette dernière et en mesurer toutes les implications au niveau de l'économie, de la politique et de la protection de l'environnement, c'est toute la succession de processus mis en œuvre dans le système énergétique qu'il faut connaître.

8.5. Chaîne énergétique

Une quantité d'énergie qui passe du stade d'énergie primaire à celui d'énergie utile suit une série de processus de transformations bien définies et de transports. Cette série de processus constitue une **chaîne énergétique**.

Pour satisfaire une demande précise d'énergie utile il existe en général plusieurs chaînes énergétiques possibles. Par exemple, pour chauffer un local, on peut utiliser du charbon, du fioul, du bois ou de l'électricité. Cette dernière forme d'énergie secondaire peut de même être produite par de multiples procédés : force motrice de l'eau, combustion d'énergies fossiles, fission nucléaire, énergie éolienne ou énergie solaire, etc.

8.5.1. Efficacité énergétique globale d'une chaîne

À chacun des processus dont la série constitue une chaîne énergétique correspond une perte d'énergie. Ces pertes sont de différente nature :

– énergie nécessaire à l'extraction de certaines énergies primaires (charbon, pétrole, gaz uranium) ;

– énergie nécessaire à leur transport (énergie motrice des bateaux minéraliers ou pétroliers, liquéfaction du gaz et son transport en méthaniers, compression du gaz dans les gazoducs, concentration du minerai d'uranium…) ;

– pertes d'énergie de transport et de distribution dans les réseaux : pertes d'électricité, fuites de gaz dans les gazoducs ;

– pertes d'énergie dues au rendement de Carnot dans la conversion d'énergie primaire en énergie secondaire, notamment dans les centrales thermiques de production d'électricité ;

– pertes diverses dues aux imperfections techniques des processus et à l'entretien plus ou moins satisfaisant des appareils (frottements, combustibles imparfaitement brûlés, etc.) ;

– énergie nécessaire aux systèmes auxiliaires des installations de conversion (centrales thermiques, raffineries de pétrole) ;

– pertes d'énergie dues au rendement de transformation d'énergie secondaire en énergie utile dans les appareils des divers usages finals (moteurs, appareils de chauffage, lampes, etc.).

L'accumulation de ces pertes se traduit pour toute chaîne énergétique par une demande d'énergie au niveau primaire nettement plus importante que la demande qui lui correspond au niveau de l'énergie utile et au niveau de l'énergie finale. Le rapport de la demande finale à la demande primaire correspondante constitue l'**efficacité énergétique** globale de la chaîne.

L'efficacité énergétique globale est très variable d'une chaîne à l'autre. Le même exemple simple du chauffage d'un local le montre.

On peut d'abord considérer les chaînes énergétiques partant des combustibles fossiles, charbon, pétrole, gaz, et utilisant une chaudière ou un poêle adaptés. Les pertes essentielles à prendre en compte sont celles de la chaudière (de 30 à 20 %) et de l'acheminement du combustible (de 10 à 15 %). L'efficacité énergétique globale est donc de l'ordre de 60 à 70 %.

Pour ce même usage, on peut aussi considérer les chaînes énergétiques partant des mêmes combustibles fossiles, passant par la conversion en électricité, puis aboutissant à l'usage final grâce à un convertisseur électrique. Dans ce cas, l'efficacité est essentiellement dépendante des pertes de transformation en électricité et des pertes du réseau électrique, respectivement environ 55 % et 7 % ; les pertes de la conversion thermique finale sont négligeables.

L'efficacité énergétique est donc meilleure dans le cas des chaînes directes. Tout naturellement, les chaînes de plus grande efficacité sont favorisées, ne serait-ce que pour des raisons d'économie et d'utilisation optimale de l'énergie. Mais ce n'est pas le seul critère. Le choix d'une chaîne s'effectue en effet soit au niveau individuel soit au niveau collectif, souvent sur des considérations diverses : prix, commodité d'emploi, durée d'utilisation, qualité de service, conditions locales d'approvisionnement.

Au niveau individuel, un particulier peut opter pour un chauffage électrique si sa durée annuelle de chauffage est relativement courte ; le coût élevé de l'électricité aux heures de pointe se trouvera alors suffisamment compensé par l'évitement d'une lourde dépense d'investissement d'une installation brûlant directement une énergie fossile. Ce choix résulte donc d'un bilan économique personnel.

Au niveau collectif, une chaîne énergétique peut être préférée bien que n'ayant pas la meilleure efficacité globale. Par exemple, pour le chauffage des habitations, l'utilisation de l'uranium grâce à des centrales nucléaires répond à d'autres considérations. L'uranium pour l'instant ne peut être utilisé à d'autres usages qu'électriques : dans ces conditions, le rendement des centrales nucléaires actuelles, qui n'est pas excellent, n'est pas un critère majeur. En revanche, l'utilisation de l'uranium permet de réserver des combustibles fossiles précieux pour d'autres usages (chimie, transports), et n'entraîne pas de pollutions atmosphériques à l'échelle locale ou régionale (SO_2, poussières) et à l'échelle mondiale (CO_2). Ce choix relève d'une politique énergétique nationale.

8.5.2. Évolution du système énergétique

Les chaînes énergétiques effectivement utilisées constituent le système énergétique réel. Celui-ci peut être considéré à diverses échelles géographiques : nationale, régionale au sens d'un regroupement de pays (Union européenne) ou encore mondiale. Au niveau national, le système énergétique dépend des conditions spécifiques du pays (ressources énergétiques, prix du marché, caractéristiques de la demande, conditions climatiques, comportement des consommateurs, politique de l'énergie et de l'environnement, etc.). La structure d'un système énergétique peut donc être notablement différente d'un pays à l'autre, même pour des pays frontaliers.

À l'évidence, chacun des paramètres qui déterminent un système énergétique le fait évoluer plus ou moins lentement. Les conditions économiques et d'environnement peuvent le modifier plus rapidement que les progrès technologiques. Parmi les facteurs dont l'effet est le plus rapide, on citera le changement de structure d'une économie abandonnant l'industrie lourde pour des activités de transformation ou celle évoluant vers des activités tertiaires. Par ailleurs, le souci du public pour la qualité de l'atmosphère ou sa crainte à l'encontre des déchets nucléaires peuvent dans un pays donné réduire considérablement, et même supprimer à terme, certaines chaînes comme celles issues du charbon ou de l'uranium. C'est jusqu'à maintenant l'option politique de la Suède.

L'effet des progrès technologiques est plus lent. Il est soumis au rythme de la recherche et du développement, et aussi à celui du renouvellement des appareils, ceux de conversion d'énergie comme ceux des usages finals. D'une part, les progrès tendent à réduire les pertes d'énergie à tous les stades mentionnés ci-dessus, ce qui va dans le sens de l'augmentation de l'efficacité énergétique globale ; d'autre part, ils offrent des usages nouveaux, ce qui tend à accroître la demande. Ces divers effets se mesurent à travers le bilan énergétique que l'on établit grâce à un système d'équivalences énergétiques.

9 Comptabilité énergétique

9.1. Équivalences énergétiques

Chaque forme d'énergie se comptabilise à l'aide d'unités propres : la tonne de houille, celle de lignite, celle de pétrole, le m³ de gaz naturel, le kWh… Mais lorsque l'on veut procéder à certaines analyses du système énergétique, examiner l'effet de substitution énergétiques ou encore comparer les ressources entre elles, une unité de compte énergétique commune à toutes ces formes apparaît nécessaire. Les énergéticiens sont donc à la recherche d'une équivalence pertinente qui rende additives les quantités des différentes formes d'énergie. Il y a plusieurs équivalences possibles ; pour éviter toute confusion, il s'agit de les préciser.

L'**équivalence thermique théorique** de l'énergie mécanique résulte du premier principe de la thermodynamique. En adoptant la valeur approchée :

1 calorie = 4,186 joules

les contenus thermiques s'expriment aussi bien en calories (ou thermie, une thermie (th) valant 10 millions de calories) qu'en joules (ou gigajoules) ou encore en kWh (ou MWh) :

1 MWh = 3,6 GJ = 860 th

et 1 GJ = 238,9 th

L'**équivalence des énergies fossiles** s'effectue sans difficulté par la quantité de chaleur contenue par unité de masse (ou de volume pour le gaz naturel). À noter qu'il s'agit, sauf indication contraire, du pouvoir calorifique inférieur (PCI), qui n'inclut pas la chaleur latente de condensation de la vapeur d'eau produite par la combustion.

À cet effet, une unité pratique fréquemment utilisée est la tonne équivalent pétrole (tep), qui est la tonne de pétrole brut estimée contenir environ 10 000 thermies. Cela conduit aux relations suivantes entre unités :

1 tep = 42 GJ

et 1 MWh = 0,086 tep

Il est commode de présenter le contenu énergétique des divers produits pétroliers en tep par tonne de ces produits, ainsi que le gaz naturel par 1 000 m³ de gaz. Il en est de même pour les variétés de combustibles minéraux solides depuis que le pétrole est devenu

l'énergie dominante dans le monde et qu'ainsi la tep a remplacé la tonne équivalent charbon (tec).

L'**équivalence primaire à la production** est une notion qui résulte du problème posé par la comparaison des énergies primaires fossiles avec l'électricité primaire, c'est-à-dire principalement l'électricité d'origine hydraulique, nucléaire, éolienne et photovoltaïque.

Elle consiste, dans les cas où elle est appliquée, à comptabiliser l'électricité produite comme équivalente à la quantité de pétrole qui aurait été nécessaire pour produire cette énergie électrique dans une centrale thermique classique théorique caractérisée par un rendement donné. Cette notion est appropriée aux problèmes de substitution des énergies primaires dans la mesure où ce rendement est représentatif de la moyenne du parc de production thermique classique et qu'il peut être considéré comme valable sur une période de temps assez grande.

L'**équivalence à la consommation finale** est plus difficile à déterminer. Pour un même usage et une même quantité d'énergie utile, la quantité d'énergie finale varie assez largement, comme le montrent les exemples donnés au paragraphe 8.4. Les rendements observés dépendent de l'usage concerné, de la forme d'énergie et du type d'appareil utilisé. Bien que l'éventail des rendements dans ce domaine soit plus large que celui des centrales thermiques classiques, on constate que leur valeur moyenne est de l'ordre de la valeur retenue pour ces centrales. Il paraît donc légitime d'adopter sans trop d'erreur, pour traiter de substitutions au niveau final, la même valeur pour l'équivalence à la consommation que celle de l'équivalence à la production. Cette solution a de plus le mérite de la simplicité.

L'**équivalence entre uranium naturel et pétrole** concerne la comparaison des ressources énergétiques. Elle se détermine par la quantité de ce métal pour produire 1 MWh électrique. Cette détermination n'est pas unique, elle dépend de nombreux paramètres techniques.

Tout d'abord, il s'agit du taux d'enrichissement de l'uranium, et à cet effet, il faut distinguer l'uranium naturel utilisé dans les réacteurs à eau lourde, l'uranium enrichi alimentant les réacteurs à eau ordinaire et l'uranium naturel ou appauvri entrant dans la composition des cœurs des réacteurs à neutrons rapides.

Dans le cas d'un réacteur à uranium enrichi, l'efficacité d'utilisation de l'uranium dépend du taux de rejet de l'uranium appauvri qui résulte d'un choix économique lors de l'opération d'enrichissement ; plus ce taux est faible, meilleure est cette efficacité.

Le taux de combustion subi par les assemblages combustibles dans le réacteur est aussi un paramètre déterminant. Il augmente avec l'enrichissement de l'uranium ; plus il est élevé, plus le temps de séjour du combustible dans le réacteur est long, et ainsi, grâce au nombre accru de fissions du plutonium qui s'est formé *in situ*, l'efficacité de l'uranium naturel initial s'accroît.

Dans l'option du retraitement des combustibles usés, où l'on récupère le plutonium formé et l'uranium restant, il est possible de réutiliser ces matières dans des assemblages MOX qui sont chargés dans les réacteurs à eau ordinaires. L'efficacité de l'uranium initial en est augmentée d'autant.

L'ordre de grandeur de l'équivalence de l'uranium naturel est de 10 000 tep par tonne d'uranium métal dans le cas des réacteurs à eau sous pression actuels pour un taux de rejet de 0,3 % et un taux de combustion de 45 GWj/t et sans recyclage du plutonium. Le recyclage du plutonium élève cette équivalence à environ 12 000 tep.

Toutefois l'utilisation optimale du potentiel énergétique de l'uranium naturel ne peut s'obtenir qu'au moyen des réacteurs à neutrons rapides. Dans ce cas, l'équivalence énergétique de l'uranium est d'un tout autre ordre de grandeur : il se situe entre 500 000 tep et 1 000 000 tep par tonne d'uranium métal.

9.2. Systèmes d'équivalences énergétiques

D'après ce qui précède, il n'y a pas de détermination rigoureuse et unique d'une unité de compte énergétique. Elle ne peut être stable sur la longue durée, elle dépend de beaucoup de paramètres susceptibles d'évoluer selon les progrès et les choix technologiques. Les énergéticiens se sont efforcé de choisir un système de valeurs d'équivalences énergétiques qui reflète le mieux possible les réalités du système énergétique du moment, du point de vue de la politique de l'énergie.

En France, l'Observatoire de l'énergie avait, jusqu'en 2002, adopté un système simple et assez cohérent. L'électricité, quelle qu'en soit l'origine ou quel qu'en soit l'usage, était comptabilisée par son équivalence primaire à la production. Le rendement de la centrale classique de référence était de 38,7 %, de sorte que l'unique coefficient d'équivalence était :

$$1 \text{ MWh} = 0{,}086/0{,}387 = 0{,}222 \text{ tep}$$

En 2002, un autre système a été adopté, dont le seul mérite est d'être celui utilisé par les organismes internationaux qui traitent des questions énergétiques : l'Agence internationale de l'énergie (AIE), l'Organisation des Nations unies (ONU), l'Union européenne (UE), le Conseil mondial de l'énergie (CME). Il est décrit dans le tableau 9.1, qui donne les unités propres des énergies, leur contenu thermique en gigajoules PCI (GJ), et les coefficients d'équivalence en tep PCI.

Pour ce qui est de l'électricité, trois coefficients sont adoptés :

– l'électricité d'origine nucléaire est comptabilisée selon l'équivalence primaire à la production, avec un rendement théorique de conversion des centrales nucléaires à eau sous pression égal à 33 % ; la relation de substitution est donc :

$$1 \text{ MWh} = 0{,}086/0{,}33 = 0{,}2606 \text{ tep}$$

– l'électricité d'origine géothermique est comptabilisée selon la même méthode, mais avec un rendement théorique de conversion des centrales géothermiques de 10 %, soit la relation de substitution de :

$$1 \text{ MWh} = 0{,}086/0{,}10 = 0{,}86 \text{ tep}$$

– toutes les autres formes d'électricité (production par une centrale thermique classique, hydraulique, éolienne, marémotrice, photovoltaïque, etc., échanges avec l'étranger, consommation) sont comptabilisées selon l'équivalence à la consommation finale avec le coefficient de conversion qui est celui de l'équivalence thermique théorique ; d'où la relation de substitution :

$$1 \text{ MWh} = 860 \text{ th} = 0{,}086 \text{ tep}$$

Quelques conséquences évidentes résultent de ce changement de système d'équivalence. Au niveau primaire, l'énergie nucléaire voit son importance relative augmenter

Tableau 9.1. Système d'équivalences énergétiques utilisé en France.

Énergie	Unité physique	Gigajoules GJ (PCI)	tep (PCI)
Charbon			
Houille	1 t	26	26/42 = 0,619
Coke de houille	1 t	28	28/42 = 0,667
Agglomérés, briquettes de lignite	1 t	32	32/42 = 0,762
Lignite, produits de récupération	1 t	17	17/42 = 0,405
Pétrole brut et produits pétroliers			
Pétrole brut, gazole, fioul domestique, produits à usage non énergétiques	1 t	42	1
GPL	1 t	46	46/42 = 1,095
Essence moteur et carburéacteur	1 t	44	44/42 = 1,048
Fioul lourd	1 t	40	40/42 = 0,952
Coke de pétrole	1 t	32	32/42 = 0,762
Électricité			
Production d'origine nucléaire	1 MWh	3,6	0 ,086/0,33 = 0,2606
Production d'origine géothermique	1 MWh	3,6	0,086/0,10 = 0,86
Autres types de production, échanges avec l'étranger, consommation	1 MWh	3,6	3,6/42 = 0,086
Gaz naturel et industriel	1 MWh PCS	3,24	3,24/42 = 0,077
Bois	1 stère	6,17	6,17/42 = 0,147

alors que celle de la production électrique renouvelable diminue. Au final, le pourcentage relatif à la consommation d'électricité est réduit.

9.3. Bilans énergétiques

À partir des statistiques annuelles établies en quantités physiques pour chaque forme d'énergie dans une zone géographique donnée (nation, région, monde), grâce à un système d'équivalence énergétique, on quantifie dans la même unité (GJ ou Mtep) les flux d'énergie du niveau primaire au niveau final. On établit ainsi chaque année un **bilan énergétique** à la fois pour les énergies primaires et pour les usages finals en assurant la cohérence entre eux.

La finalité des bilans énergétiques est de fournir des informations pour répondre aux questions relevant de la politique énergétique dans la zone considérée.

Le bilan des énergies primaires d'un pays, réparti selon les différentes formes d'énergie, se compare avec celui de la production nationale. On met ainsi en évidence les points forts et les points faibles du système d'approvisionnement national, et, par là, de façon globale, le taux d'indépendance énergétique. Ce bilan permet de mesurer d'autres indicateurs, comme la facture énergétique, l'intensité énergétique… (voir tableau 9.1).

Le bilan des consommations finales d'énergie est présenté soit selon les différentes catégories d'énergies, soit selon les divers secteurs économiques : sidérurgie, industrie,

résidentiel, tertiaire, transport. Il permet de suivre l'évolution de la demande par type d'énergie ou par secteur, et de mesurer ainsi l'efficacité d'une politique énergétique, notamment celle relative aux économies d'énergie.

L'élaboration de ces bilans est complexe. Elle prend en compte les importations et exportations d'énergie, les variations de stocks, les pertes de conversion et de transport, ainsi que l'autoconsommation du secteur de l'énergie. Pour assurer une comparaison cohérente au fil des ans, une correction climatique est effectuée. Les produits énergétiques utilisés comme matières premières par l'industrie sont comptabilisées à part. À titre d'illustration, le bilan de la France en 2004 est donné dans les tableaux 9.2 et 9.3.

Tous les bilans énergétiques établis dans le monde ne sont pas directement comparables. Le système d'équivalence n'est pas forcément le même d'un pays à l'autre, d'une période à l'autre. On doit s'interroger si les consommations finales non énergétiques sont prises en compte ou non, et surtout si l'on a tenu compte des énergies non commerciales, particulièrement importantes en valeur relative dans les pays en voie de développement.

L'**énergie commerciale** est par définition celle qui fait l'objet d'échanges commerciaux comptabilisés, et de ce fait facile à quantifier.

L'**énergie non commerciale** est produite hors les circuits commerciaux normaux et est constituée principalement de la biomasse exploitée localement. Les quantités correspondantes ne sont estimées qu'approximativement. Elles sont relativement importantes si l'on considère que 2 milliards d'hommes sur une population mondiale de 6 milliards n'ont pas encore accès à l'énergie commerciale ; cette proportion reste la même depuis une trentaine d'années.

La lecture du tableau 9.2 des consommations d'énergie en France nécessite quelques précisions. Dans la consommation de la branche énergie, on spécifie à part la consommation (et la production) des raffineries en produits pétroliers et en électricité ; dans les usages électriques internes de la branche, on exclut donc la consommation des raffineries, on inclut celle de l'industrie du combustible nucléaire (2,07 Mtep), la consommation interne des centrales électriques à laquelle s'ajoute l'énergie de pompage de l'eau des réservoirs de stockage (2,75 tep). Le poste « pertes et ajustements » comprend les pertes du réseau électrique, et, pour chacune des énergies, les « **ajustements statistiques** », qui correspondent à l'écart entre le total des usages hors corrections climatiques et le total des disponibilités en énergie primaire.

Les **corrections climatiques** consistent à admettre que la consommation de chauffage est proportionnelle à l'indice de rigueur de l'hiver. Celui-ci est le rapport entre un indicateur de climat observé sur la période annuelle de chauffe et un indicateur de climat de référence calculé entre 1961 et 1990.

Tableau 9.2. Approvisionnement énergétique de la France en 2004 (en Mtep)
(source : *Les bilans de l'énergie 1970-2004*, DGEMP, Observatoire de l'énergie).

	Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		Erth	Total
	Houille Lignite	Coke Agglo.	Brut	Raffiné	Nat.	Indust.	Product. brute	Consom.		
Production énergie primaire	0,39		1,14	0,29	1,12		H : 5,68 N : 116,81		12,67	138,10
Importations	12,21	0,92	85,17	29,63	38,79		0,56			167,28
Exportations	-0,06	-0,56		-21,31	-0,35		-5,90		-0,09	-28,27
Stocks	+0,17	+0,05	+0,35	+0,24	+0,44				-0,07	+1,18
Soutes mar. internat.				-2,97						-2,97
Total des disponibilités	**13,12**		**86,66**	**5,88**	**40,00**		**117,15**		**12,51**	**275,32**

H : production hydraulique (y compris celle des auto-producteurs), éolienne et marémotrice.
N : production nucléaire brute.
Erth : énergies renouvelables autres que hydraulique, éolien et photovoltaïque.
Stocks : les stockages sont précédés du signe moins, les déstockages du signe plus.

Tableau 9.3. Consommation d'énergie en France en 2004 (en Mtep)
(source : *Les bilans de l'énergie 1970-2004*, DGEMP, Observatoire de l'énergie).

	Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		Erth	Total
	Houille Lignite	Coke Agglo.	Brut	Raffiné	Nat.	Indust.	Product. brute	Consom.		
Consommation de la branche énergie										
Raffinage			86,83	-81,82			-0,13	0,32		5,20
Production élect. thermique	5,53			1,35	2,03	0,75	-4,86		1,26	6,06
Usages internes	3,79	-3,22		0,10	0,54	-0,32		4,82	0,24	5,95
Pertes et ajustements	0,62	-0,04	-0,17	0,05	-0,06			80,02	0,77	82,19
Total A	**9,94**	**-3,26**	**86,66**	**-80,32**	**2,51**	**0,43**	**-4,99**	**86,16**	**2,27**	**99,40**
Consommation finale d'énergie (corrigée du climat)										
Sidérurgie	1,57	3,00		0,07	0,58	-0,43		1,01		5,80
Industrie	0,88	0,45		6,12	12,17			10,99	1,31	31,92
Résidentiel et tertiaire	0,34	0,07		15,40	22,54			22,78	8,67	69,80
Agriculture				2,28	0,30			0,28	0,06	2,92
Transports [a]				49,35	0,04			1,04	0,35	50,78
Total B	**2,79**	**3,52**		**73,22**	**35,63**	**-0,43**		**36,10**	**10,39**	**161,22**
Consommation non énergétique										
Total C	**0,14**			**13,24**	**2,18**					**15,56**
Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)										
Total A+B+C	**13,13**		**92,80**		**40,32**		**117,27**		**12,66**	**276,18**
Dont corrections climatiques	0,01		0,26		0,32		0,12		0,15	0,86

[a] hors soutes maritimes internationales

10 Ressources énergétiques : réserves et potentialités

10.1. Critères de classification des réserves épuisables

Les matières qui sont la source des énergies primaires épuisables, tant fossiles (charbon, hydrocarbures) que nucléaires (uranium, thorium), sont concentrées dans des formations géologiques et constituent les **gisements**. La recherche et l'exploration minière permettent de définir avec plus ou moins de précision l'étendue et le contenu des gisements. Les définitions des ressources et des réserves données ci-dessous sont suffisamment générales pour recouvrir les définitions précises propres à chacune des formes d'énergies primaires.

Les **ressources** sont les quantités de matières énergétiques qu'il est possible d'extraire des gisements dans certaines conditions techniques et économiques.

Les **réserves** sont parmi les ressources celles qui sont relativement bien estimées en qualité et en quantité et dont l'exploitation avec les moyens techniques existants ou disponibles dans un avenir proche apparaît rentable aux conditions présentes ou prévisibles du marché. On passe des quantités contenues dans les gisements à celles des réserves par un facteur technique dit **taux de récupération**, d'ailleurs susceptible d'évoluer avec le temps. À titre indicatif, le taux de récupération est en moyenne de 30 % pour le pétrole et de 80 à 90 % pour le gaz.

De plus, il convient de distinguer dans l'évaluation des ressources deux grandes catégories :

– les réserves et les ressources **conventionnelles**, qui correspondent aux types de gisements aujourd'hui exploités et aux techniques d'extraction accessibles à partir des connaissances actuelles ;

– les ressources **non conventionnelles**, relatives à des types de gisements que l'on n'envisage pas encore d'exploiter ou à des méthodes spécifiques d'extraction qui ne sont pas encore industrielles pour des raisons techniques ou économiques.

Trois critères d'estimation et de classification des réserves et des ressources permettent d'en établir une échelle de valeur :

– le degré d'identification et de mesure des gisements ;

– le niveau de la technologie envisagée pour en extraire les matières ;

– les conditions économiques d'exploitation dans le contexte du marché de l'énergie en question.

La terminologie généralement rencontrée pour toute forme d'énergie primaire donne une première indication de l'échelle de valeur, qui est la suivante dans l'ordre décroissant de rentabilité et de certitude dans la connaissance des ressources :

– les réserves prouvées ;

– les ressources connues (outre les réserves prouvées) ;

– les ressources potentielles hypothétiques, et potentielles spéculatives.

Quel que soit le type d'énergie, les **réserves prouvées** correspondent au degré le plus élevé de certitude et de rentabilité. Les gisements qui les constituent sont identifiés et leur contenu mesuré avec une bonne précision, l'extraction des matières en est possible avec des technologies existantes et opérationnelles, l'exploitation en est rentable aux conditions présentes du marché. Les réserves prouvées sont donc déterminantes pour tout ce qui concerne les productions et les marchés.

Le montant des ressources connues, et plus encore celui des ressources potentielles, est entaché d'incertitude, car, d'un pays (ou d'une compagnie) à l'autre, varient les classifications, les méthodes d'estimation et de ré-évaluation selon un certain taux de récupération, et enfin les conditions économiques. Par exemple, pour le pétrole, les réserves restant à exploiter se situaient en 2004 entre 1 000 Gbl et 3 000 Gbl (140 Gtep et 410 Gtep). On constate ainsi des différences d'estimation des réserves prouvées en comparant les tableaux 10.2, 10.3, 10.4 avec le tableau 10.7.

10.2. Classification des réserves et ressources d'hydrocarbures

Les réserves des hydrocarbures conventionnels incluent ce que l'on appelle communément les réserves prouvées et les autres ressources connues. On distingue :

– les réserves **prouvées**, correspondant à l'acception générale du terme. Les études géologiques estiment leur présence avec une probabilité d'existence supérieure à 85-95 % ;

– les réserves **probables**, correspondant aux quantités d'hydrocarbures susceptibles d'être extraites de gisements prouvés ou probables aux conditions économiques et techniques d'un futur proche. La technique envisagée peut être celle de nouvelles méthodes connues mais non opérationnelles. La probabilité d'existence de ces réserves est estimée à 50 % ;

– les réserves **possibles**, correspondant aux les quantités d'hydrocarbures récupérables à partir de gisements prouvés, probables et possibles aux conditions économiques et techniques relatives à un futur non déterminé. Leur présence est estimée avec une probabilité se situant entre 5 et 10 % ;

– les réserves **espérées**, définies en pondérant les différentes catégories de réserves par des probabilités, qui sont le plus souvent : 1 pour les réserves prouvées, 2/3 ou1/2 pour les probables, 1/3 ou 1/4 pour les possibles.

Dans la mesure où des gisements non conventionnels (huiles lourdes, extra-lourdes, bitumes et sables asphaltiques) sont identifiés et les techniques d'extraction connues, on peut définir des réserves d'hydrocarbures non conventionnelles, comme le font certains organismes.

Les ressources d'hydrocarbures sont les quantités susceptibles d'être récupérées à partir de gisements non identifiés. Elles se subdivisent en potentielles hypothétiques et potentielles spéculatives. Elles sont définies indépendamment de toute hypothèse sur un taux de récupération, qui de ce fait est supposé de 100 %. Elles sont estimées en dehors de toute considération économique, et comptabilisent ainsi tous les hydrocarbures non conventionnels qui ne sont pas identifiés ou estimés rentables dans un avenir prévisible.

10.3. Classification des réserves et ressources d'uranium

Le minerai d'uranium se présente sous forme de composés minéraux de nature diverse, en association ou non avec d'autres métaux comme le cuivre (gisement australien d'Olympic Dam) et l'or (gisements d'Afrique du Sud) ; il est caractérisé dans un gisement donné par sa nature chimique, acide ou basique, et sa teneur en uranium. Cette dernière est très variable, allant de 0,1 % en masse à quelques pourcent, par exemple au Canada, 2,8 % à Mc Lean Lake (les teneurs des gisements de Cigar Lake, 10 % en moyenne, et de McArthur, 12 %, sont exceptionnelles).

À cause de ces faibles teneurs, l'industrie minière de l'uranium est contrainte de traiter le minerai dans une usine chimique installée à proximité du site d'extraction : le minerai y est concentré et transformé sous une forme dite oxyde U_3O_8 contenant environ 70 % d'uranium. Les techniques d'extraction du minerai et de sa concentration n'offrent pas de grandes incertitudes pour ce qui est de l'uranium conventionnel. La classification des réserves et des ressources s'effectue en fonction de deux critères seulement : le degré de confiance dans la connaissance des quantités récupérables des gisements et le niveau du coût de production, qui inclut celui de la concentration des minerais.

Un gisement a un volume bien défini dont les limites sont déterminées par sa **teneur de coupure**. Celle-ci permet de séparer le minerai en place économiquement exploitable de celui qui ne l'est pas ; elle est fixée par les conditions présentes du marché de l'uranium et les coûts d'exploitation prévisibles du site.

Les estimations des ressources sont exprimées en tonnes métriques d'uranium (U) récupérable, et non d'oxyde U_3O_8.

On admet généralement quatre catégories de ressources selon le degré de connaissance des quantités récupérables :

– les **ressources raisonnablement assurées** (RRA) ou **réserves** ; les gisements sont bien définis en teneur et en étendue, les coûts de production bien connus ; les estimations sont basées sur des mesures et échantillonnages ; les RRA ont une forte probabilité d'existence ;

– les **ressources présumées** ; leur estimation repose sur des évidences géologiques dans l'extension de gisements bien connus, mais dont la connaissance est jugée insuffisante pour les classer en RRA ;

– les **ressources pronostiquées** ; elles correspondent à des gisements dont l'existence est supposée de façon indirecte dans des zones géologiques bien définies qui incluent des gisements connus, les caractéristiques de ces derniers servant de base aux évaluations ;

– les **ressources spéculatives** ; elles se réfèrent à des gisements que l'on suppose exister d'après des considérations géologiques et que l'on pourrait découvrir à l'aide des techniques d'exploration existantes.

Par ailleurs, on distingue dans chacune des catégories précédentes quatre sous-catégories en fonction du niveau des coûts de production des concentrés d'uranium. Dans le dernier livre rouge de l'AEN/AIEA (voir tableau 10.5), ces niveaux sont définis en $/kgU, en monnaie du 1er janvier 2005 :

– inférieur à 40 $/kgU ;

– inférieur à 80 $/kgU ;

– inférieur à 130 $/kgU.

On appelle parfois **réserves prouvées** les RRA dont le coût de production est estimé inférieur à 80 $/kgU. On appelle **ressources identifiées** le total des RRA et des ressources présumées à tout niveau de coût de production et **ressources non découvertes** l'ensemble des ressources pronostiquées et des ressources spéculatives.

Les prix de l'uranium sur le marché international sont en fait exprimés en $/lb U_3O_8. La conversion d'une unité à l'autre s'effectue par la relation :

$$1\ \$/\text{lb}U_3O_8 = 2{,}6\ \$/\text{kgU}$$

10.4. Réserves de combustibles minéraux solides

Les combustibles minéraux solides se répartissent en trois grandes catégories :

– le **charbon**, dont le contenu énergétique est riche, et constitue la part la plus importante des réserves ; il se subdivise en plusieurs sous-catégories selon la valeur énergétique et commerciale, et l'usage que l'on en fait (voir tableau 10.1) ;

– le **lignite**, au contenu énergétique inférieur ;

– la **tourbe**, énergétiquement pauvre.

La valeur moyenne de la tonne équivalent charbon (tec) est :

$$1 \text{ tec PCI} = 29{,}3 \text{ GJ} = 0{,}697 \text{ tep}$$

Les réserves prouvées de charbon sont les plus abondantes comparées à celles des autres combustibles fossiles (70 % des réserves fossiles conventionnelles, et 50 % en incluant le pétrole et gaz non conventionnels).

À la fin de l'année 2004, elles étaient évaluées à 909 Gt, ce qui représente la valeur énergétique de 26 600 EJ, soit encore 633 Gtep. Leur répartition dans le monde est nettement plus uniforme que celle du pétrole et même du gaz, comme l'indique le tableau 10.2.

Des réserves significatives de tourbe sont situées en Russie, Finlande et Irlande.

Tableau 10.1. Pouvoir calorifique inférieur des combustibles minéraux solides en thermies/kg.

Charbons	
Flambant gras	5,5 à 7,75
Flambant sec	5,7 à 6,65
Gras	6,3 à 7,7
Demi-gras	6,75 à 7,7
Anthracite	7,25 à 7,85
Lignites	
Fibreux	3 à 3,5
Terreux	4,8 à 5
Sec	4,5 à 5,5
Bitumineux	6 à 7
Tourbe	3,5

Tableau 10.2. Réserves prouvées de charbon fin 2004
(source : BP, *Statistical Review of World Energy*, juin 2004).

Région	**Charbon**		(dont anthracite et charbon bitumineux)	
	Gt	%	Gt	%
Amérique du Nord [(1)]	254,4	28	115,7	13
Amérique Latine [(2)]	19,9	2	7,7	1
Europe et Eurasie [(3)]	287,1	31	112,3	12
Afrique et Moyen-Orient [(4)]	50,8	6	50,6	6
Asie et Océanie [(5)]	296,9	33	192,6	21
Total monde	**909**	**100**	**479**	**53**

[(1)] États-Unis, Canada.
[(2)] Venezuela, Colombie.
[(3)] Pologne, Allemagne, Royaume-Uni, Russie, Ukraine, Kazakhstan.
[(4)] Afrique du Sud, Botswana, Turquie.
[(5)] Chine, Australie, Inde.

10.5. Réserves de pétrole

Le pétrole brut présente selon son origine un éventail de qualités énergétiques, depuis les huiles légères jusqu'aux huiles extra-lourdes. On caractérise un pétrole par sa densité, de l'ordre de 0,9, ou par son degré API, paramètre arbitraire adopté par *l'American Petroleum Institute* ; le degré API varie dans le même sens que le contenu énergétique. Ainsi, il est :

– supérieur à 38 pour les huiles légères ;

– compris entre 10 et 22 pour les huiles lourdes ;

– inférieur à 10 pour les huiles extra-lourdes, les bitumes naturels et les sables asphaltiques.

Les réserves prouvées de pétrole conventionnel sont réparties de façon très inégale dans le monde : 62 % en sont localisées au Moyen-Orient, comme le montre le tableau 10.3.

À la fin de l'année 2004, elles s'élevaient à 162 Gtep, soit 6 800 EJ ; la majeure partie (environ 70 %) se situe à terre (*on-shore*), le reste en mer (*off-shore*).

L'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), qui comprend aujourd'hui l'Algérie, l'Arabie saoudite, les Émirats Arabes Unis, l'Indonésie, l'Irak, l'Iran, le Koweït, la Libye, le Nigeria, le Qatar et le Venezuela, détient environ 80 % des réserves. Les pays de l'OCDE moins de 7 %.

Tableau 10.3. Réserves prouvées de pétrole en 2004
(source : BP, *Statistical Review of World Energy*, juin 2005).

Région	**Gt**	**%**
Amérique du Nord [(1)]	8	5
Amérique Latine [(2)]	14,4	9
Europe et Eurasie[(3)]	19	12
Afrique[(4)]	14,9	9
Moyen-Orient [(5)]	100	62
Asie et Océanie [(6)]	5,5	3
Total monde	**161,8**	**100**

[(1)] États-Unis (Texas, Alaska), Canada (Alberta).
[(2)] Mexique, Venezuela, Colombie, Brésil.
[(3)] Norvège, Royaume-Uni, Russie, Azerbaïdjan.
[(4)] Algérie, Libye, Angola, Nigeria, Gabon.
[(5)] Arabie Saoudite (36 Gt), Iran, Irak, Koweït, Barhein, Émirats Arabes Unis, Oman, Yémen.
[(6)] Indonésie, Chine, Australie.

10.6. Réserves de gaz naturel

Le gaz naturel dans ses gisements se présente sous différents aspects :

– le gaz associé, qui occupe une partie d'un gisement de pétrole ;

– le gaz sec ;

– le gaz humide, qui est extrait d'un gisement contenant une quantité appréciable de butane et autres hydrocarbures liquides.

La valeur énergétique d'un gaz varie ainsi selon les gisements, comme le montrent les exemples donnés au paragraphe 11.3. Dans le tableau 10.4 donnant les réserves de gaz naturel dans le monde, la valeur énergétique moyenne du gaz en PCS est : 1 000 m^3 = 39,6 GJ, ou encore en PCI, 1 000 m^3 = 36 GJ.

Les réserves prouvées de gaz s'élevant en 2004 à 180 000 m^3, soit 6 642 EJ, soit encore environ 160 Gtep, sont très semblables à celles du pétrole. La part des réserves en mer est de l'ordre de 30 %.

Les réserves de gaz sont un peu mieux réparties que celles du pétrole puisqu'elles se situent dans deux zones principales, l'ex-URSS, surtout la Sibérie, pour 32 %, le Moyen-Orient pour 40 % ; le reste est partagé entre les pays de l'OCDE (8 %) et les autres pays (20 %).

Tableau 10.4. Réserves prouvées de gaz naturel dans le monde en 2004 (source : BP, *Statistical Review of World Energy*, 2005).

Région	Gm^3	Gtep	%
Amérique du Nord	7 320	6,5	4,1
Amérique du Sud	7 100	6,3	4,0
Europe et Eurasie	64 020	56,4	35,6
Afrique	14 060	12,3	7,8
Moyen-Orient	72 830	64,1	40,6
Asie et Pacifique	14 210	12,5	7,9
Total monde	**179 540**	**158,1**	**100**

Elles croissent plus vite que celles du pétrole. En 1970, elles ne représentaient que 50 % des réserves de pétrole ; dès 1997, elles étaient quasiment identiques.

10.7. Réserves et ressources d'uranium

Les réserves et les ressources conventionnelles d'uranium dans le monde en 2005 figurent au tableau 10.5, telles qu'elles résultent des enquêtes du livre rouge de l'AEN/AIEA (éd. 2006), exprimées en milliers de tonnes. Ce tableau indique que les ressources non découvertes s'élèvent à environ 10 millions de tonnes d'uranium, et, au total, les ressources conventionnelles à près de 14 800 000 tU.

Les ressources non conventionnelles sont constituées par :

– l'uranium contenu dans les minerais de phosphates ; des méthodes d'extraction de l'uranium à partir de l'acide phosphorique destiné à la fabrication des engrais ont été mises au point et utilisées ; en 2008 elles redeviennent rentables aux conditions prévisibles du marché, leur coût de production étant situé entre 60 et 100 $/kgU ; les ressources correspondantes sont considérables : 22 millions de tonnes d'uranium ;

– l'uranium contenu dans l'eau de mer ; bien qu'envisagée, son extraction est très loin de la rentabilité économique ; les ressources en sont énormes : environ 4 000 millions de tonnes d'uranium.

Par ailleurs, le thorium est estimé quatre fois plus abondant dans la croûte terrestre que l'uranium. Cette ressource pourrait être mise en œuvre grâce aux réacteurs à haute

Tableau 10.5. Réserves et ressources d'uranium dans le monde en 2005 (source : *Uranium 2005*, AEN-AIEA, éd. 2006 (livre rouge)).

Ressources	< 40 $/kgU	< 80 $/kgU	< 130 $/kgU	sans coût indiqué
RRA	> 1 947	2 643	3 297	
Présumées	> 799	1 161	1 446	
Identifiées (Total)	> 2 746	3 804	4 743	
Pronostiquées		1 700	2 519	
Spéculatives			4 557	2 979

température et contribuer sur le long terme à la pérennité de l'approvisionnement en matières nucléaires. Dans ce qu'on appelait le monde à économie de marché (excluant en particulier l'ex-URSS et la République de Chine), les estimations des ressources de thorium étaient, en 1992, 1,8 millions de tonnes pour les RRA et 2,2 millions de tonnes pour les RSE.

La répartition des principales réserves d'uranium (RRA) par pays (tableau 10.6), exprimées en milliers de tonnes d'uranium, est bien moins inégale que celle des hydrocarbures. Sauf l'Europe et le Moyen-Orient, toutes les régions en sont bien pourvues ; les pays de l'OCDE détiennent 46 % des RRA. On peut convertir ces réserves en tep par l'équivalence :

$$1 \text{ tonne d'uranium métal} = 10\,000 \text{ tep}$$

en supposant leur utilisation dans les réacteurs de la génération actuelle.

En France, les ressources pésumées se montent à 11 740 tonnes.

Remarque : la fusion nucléaire utiliserait le lithium et le deutérium. Les réserves terrestres de lithium sont estimées à 12 millions de tonnes, ce qui représente six cents fois plus d'énergie que les réserves terrestres d'uranium (RRA à moins de 130 $/kgU) utilisé en REP ou environ dix fois plus que l'uranium avec surgénération ; en effet, on a approximativement l'équivalence :

$$1 \text{ tonne de lithium} = 1\,500\,000 \text{ tep}$$

Dans l'hypothèse où le lithium de l'eau de mer pourrait être exploité (il y a 0,17 g de lithium par m^3), les réserves monteraient à 2.10^{11} tonnes.

Tableau 10.6. Ressources raisonnablement assurées en uranium en 2005 (en milliers de tonnes d'uranium) (source : *Uranium 2005*, AEN/AIEA, éd. 2006 (livre rouge)).

Pays	< 40 $/kgU	< 80 $/kgU	< 130 $/kgU
Algérie		19,5	19,5
Australie	701	714	747
Brésil	139	157	157
Canada	287,2	345,2	345,2
Chine	25,8	38,0	38,0
Danemark			20,2
États-Unis		102,0	342,0
Inde			42,6
Jordanie	30,4	30,4	30,4
Kazakhstan	278,8	378,3	513,9
Namibie	62,2	151,3	182,6
Niger	172,9	180,5	180,5
Russie	57,5	131,7	131,7
Afrique du Sud	88,5	177,1	255,6
Ukraine	28,0	58,5	66,7
Uzbekistan	59,7	59,7	76,9

En comparaison de ces chiffres déjà gigantesques, la réserve de deutérium de l'eau de mer (il y a un atome de deutérium pour 6 700 atomes d'hydrogène ordinaire, soit 33 g par m^3), sont pratiquement infinies : 5.10^{13} tonnes.

10.8. Comparaison des réserves prouvées des énergies épuisables

Les réserves (ou les ressources) des énergies fossiles se comparent par l'intermédiaire d'une unité commune, soit le Gtep (milliard de tonnes équivalent pétrole), soit l'exajoule EJ (1 EJ = 1 milliard de gigajoules), la relation entre eux étant :

$$1 \text{ Gtep} = 42 \text{ EJ}$$

Avec les réserves d'uranium la comparaison s'établit grâce à l'équivalence approximative : 1 tonne d'uranium naturel = 10 000 tep, si l'on considère l'avenir à moyen terme et l'utilisation des réacteurs à eau ordinaire (REO). En revanche, si l'on se place dans une perspective de long terme caractérisée par le recours aux réacteurs RNR surgénérateurs, l'ordre de grandeur de l'équivalence devient : 1 tonne d'uranium naturel = 700 000 tep, comme expliqué au paragraphe 9.1.

Le tableau 10.7 des réserves prouvées des énergies épuisables, estimées en 2002, appelle les remarques suivantes.

Les combustibles minéraux solides resteront pour longtemps prépondérants dans l'ensemble des réserves prouvées des combustibles primaires (55 %).

L'uranium naturel, par son potentiel énergétique exploité en totalité grâce aux RNR, constituera à long terme l'essentiel des réserves prouvées. Toutefois, ce potentiel ne peut être mis en œuvre que progressivement en raison de la nécessité de multi-recyclages du

Tableau 10.7. Réserves prouvées des énergies épuisables dans le monde en 2002 (source : *2004 Survey of energy ressources*, CME).

Énergies primaires	**Réserves prouvées**		**Production**	**Ratio R/P**
	EJ	Gtep	Gtep	an
Charbons dont :	21 785	518,7	2,94	177
charbon bitumineux	(14 074)	(335,1)	(2,42)	139
charbon sous-bitumineux	(5 720)	(136,2)	(0,27)	504
lignite	(1 991)	(47,4)	(0,25)	190
Pétroles conventionnels et gaz naturels liquides	6 296	149,9	3,64	41
Gaz naturel	8 442	201	2,21	91
Pétroles ex-lourds	277	6,6		
Bitumes naturels	1 415	33,7		
Total énergies fossiles	**38 215**	**909,9**		
Uranium (REO)	**1 331**	**31,7**	0,36	88
(RNR)	**93 240**	**2220**	(0,36)	(6 167)

combustible nucléaire, mais il garantit un approvisionnement énergétique sur une très longue période de temps.

Le **rapport réserves sur production (R/P)** est un indicateur qui donne le nombre d'années au cours desquelles on pourra continuer à produire une énergie primaire au même rythme qu'aujourd'hui en puisant dans les réserves telles qu'estimées à ce jour. Il s'exprime en années.

Cet indicateur, donné au tableau 10.7 n'a qu'une valeur relative : il dépend à la fois du rythme des découvertes et des variations de la consommation. Pour un opérateur minier, il permet de se rendre compte si les résultats de l'exploration minière suivent la tendance de la consommation, et d'ajuster en conséquence sa politique d'exploration aux perspectives de consommation.

On constate une grande diversité du ratio R/P selon les énergies primaires. Pour une même énergie, cette diversité est bien plus grande encore selon les régions de production, surtout pour le pétrole (8 ans en Europe, 17 ans en Amérique du Nord, 93 ans au Moyen-Orient), et pour le gaz (12 ans en Amérique du Nord, 19 en Europe, 310 au Moyen-Orient).

À l'évidence, il en découle que les importations d'hydrocarbures augmenteront considérablement en Amérique du Nord et en Europe, et que le Moyen-Orient tiendra une place de plus en plus importante dans cet approvisionnement.

Enfin, le ratio R/P varie dans le temps. Dans le cas du gaz, sa croissance en moyenne dans le monde est régulière, traduisant les excellentes perspectives commerciales de cette énergie. En revanche, sa décroissance dans une région donnée peut être le signe annonciateur de l'épuisement des réserves : c'est le cas aux États-Unis et en Europe.

S'agissant de l'uranium, l'AEN précise l'estimation du rapport R/P en se basant sur les besoins mondiaux de 2004, en considérant soit les REO sans recyclage, soit les RNR avec recyclage et en se référant aux trois niveaux de ressources d'uranium : les ressources identifiées, le total des ressources conventionnelles et l'ensemble de ces dernières et de celles contenues dans les phosphates. Pour les REO, la valeur R/P est de 85 ans, 270 ans, et 675 ans suivant les trois niveaux de ressources. Pour les RNR, elle devient respectivement de l'ordre de 2 600 ans, 8 000 ans et 20 000 ans, évaluations qui dépendent beaucoup de l'équivalence énergétique adoptée pour l'uranium.

Naturellement le tableau 10.7 des réserves prouvées ne prend pas en compte les ressources non conventionnelles d'uranium (phosphates), ni celles de pétrole (*off-shore* très profond, huiles lourdes de Russie et de Chine, sables asphaltiques, schistes bitumineux). Bien que les avis des experts divergent, une estimation plausible des ressources actuelles et futures en hydrocarbures liquides serait de 270 Gtep, sans compter celles des huiles lourdes de Russie et de Chine.

10.9. Inventaire des sources d'énergies renouvelables

Cet inventaire distingue les énergies renouvelables traditionnelles et les nouvelles énergies renouvelables, parmi lesquelles n'ont été ici retenues que les plus prometteuses. On indique pour chacune leurs domaines d'application.

10.9.1. Énergies traditionnelles

10.9.1.1. Hydroélectricité

Sa production d'électricité est destinée à être délivrée sur un réseau de transmission. Elle est fournie :

– ou bien par de grandes centrales associées à des barrages au fil de l'eau ou des barrages de retenue (voir chapitre 19) ;

– ou bien grâce à la petite hydroélectricité, dont la puissance unitaire est inférieure à 10 MW.

10.9.1.2. Bois et déchets animaux et végétaux (biomasse traditionnelle)

Les sources possibles sont le bois surtout, mais aussi toutes sortes de déchets agricoles, forestiers et agro-industriels, de nature variable selon les climats et les niveaux économiques des populations.

L'application la plus évidente est la fourniture de chaleur à usage domestique, mais aussi à usage industriel. On doit ajouter la production d'électricité ou la co-génération au moyen de petites unités.

10.9.1.3. Géothermie

Son utilisation à partir de ressources hydrothermales est déjà ancienne dans certaines applications. On distingue :

– les sources à basse enthalpie utilisées pour le chauffage, pour la culture sous serre, ou par le biais de réseaux de chaleur ou encore de pompes à chaleur ;

– les sources à haute enthalpie pour la production d'électricité.

10.9.2. Nouvelles énergies

Certaines de ces nouvelles énergies ont commencé à être mises en œuvre de façon significative ; d'autres sont à l'état de recherche et développement. Toutes sont susceptibles de progrès techniques et économiques dans les décennies à venir.

10.9.2.1. Énergie éolienne

Son utilisation se conçoit selon différents modes :

– à petite échelle, sur des sites isolés, pour fournir de l'énergie mécanique à des pompes à eau (usage ancien), ou pour fournir de l'électricité afin de mettre en charge des batteries ;

– à échelle moyenne, grâce à des aérogénérateurs familiaux et communautaires ;

– à grande échelle, par la réalisation de parcs d'aérogénérateurs de puissance unitaire allant jusqu'à 2 MW, et même 5 MW, et connectés au réseau électrique.

10.9.2.2. Énergie des mers

Il s'agit de production d'électricité en utilisant l'énergie marémotrice, déjà mise en œuvre, l'énergie des vagues, celle des courants marins et l'énergie thermique des mers.

10.9.2.3. Énergie solaire

Elle permet soit la fourniture de chaleur, soit la fourniture d'électricité :

– chaleur solaire à basse et haute température, qui est surtout utilisée dans des chauffe-eau solaires à usage individuel ou collectif, et qui est envisagée dans des procédés industriels de séchage ou encore de dessalement ;

– électricité photovoltaïque, destinée soit à des usages sur sites isolés pour assurer une autonomie locale, soit à une production significative d'électricité par interconnexion d'un ensemble de toits photovoltaïques au réseau.

10.9.2.4. Biomasse nouvelle

Elle consiste dans la fabrication de :

– biocarburants, qui peuvent être de l'éthanol obtenu à partir de céréales ou de betteraves, et utilisables en mélange dans les carburants classiques ;

– huiles, obtenues à partir de colza, soja, tournesol, palme, etc., qui peuvent être utilisées sous forme pure ou dégommée dans des moteurs diesel adaptés, ou qui peuvent transformées en esters à employer en mélange dans des diesels standard ;

– biogaz, produits par fermentation à partir de déchets végétaux et animaux, ou à partir d'ordures ménagères.

10.10. Potentiel réalisable des énergies renouvelables

La notion de gisement s'étend aux énergies renouvelables : ce sont des sites susceptibles, une fois équipés, de fournir de l'électricité ou de la chaleur dans des conditions localement acceptables. Ces sites sont l'objet de prospections et d'études d'évaluation qui, pour la plupart, leur sont spécifiques. Toutefois, l'évaluation du potentiel des énergies renouvelables doit tenir compte de l'horizon de temps à partir duquel certaines d'entre elles seront disponibles sur le marché.

La technologie adéquate pour les mettre en œuvre et en assurer la rentabilité peut nécessiter plusieurs décennies avant d'atteindre un certain développement industiel et commercial. C'est, entre autres, le cas du solaire photovoltaïque.

Le contexte économique de la production d'énergie primaire évoluera en raison de l'épuisement prévisible des réserves de combustibles fossiles et des contraintes environnementales, mais aussi de la forte augmentation de la demande qui commence à se manifester dans les pays en cours d'industrialisation. Le prix de l'énergie sera à la hausse malgré

les gains de productibilité. Certaines énergies renouvelables qui aujourd'hui ne sont pas rentables deviendront concurrentielles de ce fait.

Pour ces deux raisons, dans le tableau 10.8 estimant le potentiel réalisable des sources renouvelables, il convient de se limiter à un horizon de temps humainement prévisible, soit 2020-2025.

Tableau 10.8. Estimation du potentiel réalisable des sources renouvelables à l'horizon 2020-2025 (source : CME).

Énergie	Gtep
Hydroélectrique	0,8-1,3
Biomasse	1,7-3,3
Géothermique	< 0,09
Éolienne	0,17-0,24
Marine	< 0,05
Solaire	0,4-0,5
Total	**3,2-5,5**

11 Production des énergies primaires

Dans un pays donné, la production d'énergie primaire est destinée à la consommation nationale, mais aussi, le cas échéant, à l'exportation et à la constitution de soutes. Dans les bilans énergétiques nationaux, on observe (voir tableau 9.2) une différence significative, positive ou négative, entre production et consommation d'une même forme d'énergie primaire. Pour chaque énergie primaire épuisable, la production nationale dépend évidemment des réserves du pays, mais aussi d'une politique commerciale et des opportunités du marché correspondant incluant les questions de transport et, dans une moindre mesure, de stockage, questions qui seront examinées au chapitre 14 traitant des marchés.

11.1. Production de combustibles minéraux solides

L'extraction du charbon s'effectue en mines qui sont soit souterraines, parfois à grande profondeur, et avec des veines plus ou moins régulières, soit à ciel ouvert avec une couverture plus ou moins épaisse.

La part du charbon de qualité (charbons à coke et autres charbons bitumineux et anthracites) est prépondérante (73,5 %) dans la production des combustibles minéraux solides, alors que les charbons sous-bitumineux, le lignite et la tourbe ne contribuent que pour 10,4 %, 15,8 % et 0,3 % respectivement. Le tableau 11.1 indique la production dans le monde des charbons à coke et des autres charbons bitumineux et anthracites, ces deux catégories ayant un PCS supérieur à 5,7 thermies /kg. Les quantités sont exprimées en millions de tonnes.

La Chine a acquis une position dominante ; du troisième rang mondial en 1973 elle est passée au premier au début des années 1990 ; depuis 1980 elle a multiplié sa production par un facteur 2,7. L'Inde, l'Afrique du Sud ont doublé leur production sur la même période, pendant que deux autres pays en développement devenaient des producteurs importants, la Colombie et surtout l'Indonésie. En revanche, dans l'ex-URSS la production ne représente que 56 % de ce qu'elle était en 1980. On constate que les pays européens sont en régression, la Pologne, l'Allemagne et surtout le Royaume-Uni.

Dans le monde, si la production des charbons à coke a légèrement diminué (4 %) depuis 1980, celle des autres bitumineux et anthracites a augmenté de 50 %.

Tableau 11.1. Production des charbons à coke et autres bitumineux et anthracites dans le monde en 2003 (en millions de tonnes)
(source : *Energy Statistics of OECD Countries 2002-2003*, AIE, éd. 2005 et *Energy Statistics of Non-OECD Countries 2002-2003*, AIE, éd. 2005).

Région	Charbons à coke		Autres bitumineux et anthracites
Amérique du Nord		**65,7**	453,3
dont États-Unis	40,0		451,4
Canada	24,1		2,5
Amérique du Sud		**0,6**	61,6
dont Colombie	0,5		49,5
Ex-URSS		**94,4**	231,7
dont Russie	56,6		120,9
Kazakhstan	11,4		73,3
Ukraine	26,4		37,4
Europe		**42,3**	146,0
dont Pologne	16,1		85,5
Allemagne	17,3		11,5
Royaume-Uni	0,4		27,4
Asie et Pacifique		**303,9**	2 126,0
dont Chine	166,0		1 504,2
Inde	21,8		331,8
Australie	113,0		125,7
Indonésie	0,0		115,3
Afrique		**2,3**	243,1
dont Afrique du Sud	1,7		238,3
Total monde		**509,2**	**3 262,3**

11.2. Production de pétrole

Le pétrole brut est extrait au moyen de puits. Le nombre de puits producteurs dans le monde est supérieur à 900 000 : 70 % d'entre eux sont situés aux États-Unis. Le débit de certains puits est très faible, de 5 à 10 barils par jour ; les puits les plus importants débitent jusqu'à 30 000 barils par jour. (Un baril vaut 0,13569 tonne métrique.)

Les champs pétroliers sont d'importance très contrastée puisque les plus petits produisent de 1 000 à 1 500 barils par jour, et les plus grands ont des débits journaliers supérieurs à 1 500 000 barils.

La production à terre et la production en mer représentent respectivement 2/3 et 1/3 du total mondial, la part maritime tendant à croître. Cette répartition varie selon les régions : si elle est terrestre pour environ 80 % au Moyen-Orient, elle est maritime à 100 % en Europe.

La production de pétrole, telle qu'elle apparaît dans les statistiques, inclut majoritairement le pétrole brut, mais aussi le pétrole issu de schistes et de sables asphaltiques ainsi que les hydrocarbures liquides récupérés de la production de gaz naturel.

Tableau 11.2. Production de pétrole dans le monde en 2003
(source : *Energy Statistics of OECD Countries 2002-2003*, AIE, éd. 2005
et *Energy Statistics of Non-OECD Countries 2002-2003*, AIE, éd. 2005).

Région	**Pétrole** (en millions de tonnes)	
Amérique du Nord		**668,2**
dont États-Unis	338,5	
Canada	140,4	
Mexique	189,3	
Amérique du Sud		**329,1**
dont Venezuela	140,0	
Brésil	77,9	
Ex-URSS		**509,9**
dont Russie	418,6	
Europe		**307,0**
dont Norvège	151,2	
Royaume-Uni	106,2	
Danemark	18,1	
Afrique		**407,3**
dont Nigeria	117,7	
Algérie	79,2	
Libye	70,2	
Angola	43,1	
Moyen-Orient		**1 106,6**
dont Arabie Saoudite	474,8	
Iran	193,7	
Émirats Arabes Unis	121,1	
Koweït	111,1	
Irak	65,6	
Asie et Pacifique		**383,7**
dont Chine	169,8	
Indonésie	59,4	
Australie	29,1	
Total monde		**3 711,8**

Le Moyen-Orient représente depuis plusieurs années 30 % de la production mondiale, et, à elle seule, l'Arabie Saoudite 13 %. La contribution de l'ensemble des pays de l'OPEP est de 40 %, alors que celle des pays de l'OCDE est aujourd'hui de 27 %.

L'évolution de la production de pétrole dans le monde a été marquée par les deux chocs pétroliers de 1973 et de 1979-1980, et le contre-choc qui a suivi. La production croissait au rythme de 6,5 % par an quand le premier choc lui donna un coup d'arrêt en 1974-1975. Elle reprit un régime de croissance à 4,3 % par an jusqu'à un maximum de 3 225 Mt en 1979 quand survint le second choc. Elle décrut alors jusqu'à tomber à 2 766 Mt en 1983. Depuis lors, sa croissance a repris de façon régulière au taux moyen de 1,6 % par an entre 1983 et 1997 où elle atteignit 3 370 Mt.

La contribution des grands pays producteurs ne varie pas dans le même sens selon les vicissitudes du marché et selon leur appartenance ou non à l'OPEP. Les pays non-OPEP

ont augmenté leur production au second choc pétrolier en raison de la hausse des prix. Par exemple, l'URSS a passé alors sa production de 546 Mt à 600-620 Mt pour profiter des opportunités du marché, et l'a réduite dans la période suivant le contre-choc pétrolier. Les pays de l'OPEP ont, de façon plus ou moins cohérente, réduit leur production selon des quota pour essayer de maintenir les prix ; celle-ci est tombée de 1 553 Mt en 1979 à 836 Mt en 1985, puis elle est remontée progressivement à 1 441 Mt en 1997, niveau stabilisé, toutefois nettement inférieur à celui de 1979. En revanche, certains pays de l'OCDE, ont émergé comme le Mexique dont la production est passée de 54 Mt en 1977 à 171 Mt vingt ans plus tard, et la Norvège dont la production s'est accrue de 13,5 Mt à 157 Mt pendant la même période.

Un problème qui se pose aux énergéticiens de la planète est celui du pic de production du pétrole et de sa date d'occurrence, situation inéluctable à terme en raison du ralentissement du rythme des découvertes de nouveaux gisements, annonciateur de l'épuisement des réserves. Les experts sont partagés. Les pessimistes estiment que ce pic se produira vers 2015, d'autres entre 2020 et 2025. Les optimistes, se fondant sur l'idée de l'abondance des ressources de l'*off-shore* très profond (entre 2 000 et 3 000 mètres sous le niveau de la mer), pensent que la production de pétrole atteindrait un plafond vers 2030 pour ne commencer à décroître que vers 2045.

11.3. Production de gaz naturel

Le gaz naturel est extrait de gisements, où il peut se trouver en association avec le pétrole. Dans le cas du gaz associé, des volumes importants en sont brûlés ; toutefois, de nombreux pays producteurs font des efforts pour en récupérer des quantités croissantes. Des programmes de réinjection sont en cours grâce à l'amélioration de la technique de récupération sur les champs pétroliers, afin de valoriser leur potentiel en hydrocarbures et éviter le gaspillage.

On distingue la production brute de la production commercialisée. L'écart entre les deux provient de la part réinjectée, de la part brûlée et d'autres pertes (épuration et extraction des fractions liquéfiables du gaz, comptabilisées avec la production de pétrole). La répartition de la production de gaz s'établit ainsi en moyenne :

– production brute	100 %
– production réinjectée	11 %
– production brûlée	4 %
– autres pertes	5 %
– production commercialisée	80 %.

Le ratio production commercialisée sur production brute varie selon les pays, les programmes de réinjection qui s'y développent et les pratiques de brûlage. Il est de :

– 100 % aux Pays-Bas,

– 91 % au Royaume-Uni,

– 78 % aux États-Unis,

– 69 % en Norvège,

– 53 % en Arabie Saoudite,

– 47 % en Iran,

– 15 % au Nigeria.

Par ailleurs, la répartition entre production à terre et production en mer est très variable d'une région à l'autre : à terre, 100 % en ex-URSS, 76 % au Moyen-Orient, 33 % en Europe.

La valeur énergétique du gaz se mesure par la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire de ce combustible dans des conditions définies, et s'exprime par exemple en MJ/m^3. Cette valeur correspond soit au pouvoir calorifique inférieur (PCI), soit au pouvoir calorifique supérieur (PCS), ce dernier incluant la chaleur latente de vaporisation de l'eau produite pendant la combustion. Il est pertinent de comptabiliser les productions de gaz en unités énergétiques relatives au PCS, car chaque débit de gaz selon le gisement a une composition propre ; il contient en majorité du méthane, mais aussi des hydrocarbures plus lourds, surtout l'éthane et le propane. Sa valeur énergétique varie en conséquence ; par exemple, le gaz de Norvège a un PCS de 40,00 MJ/m^3, celui des Pays-Bas 33,32, celui de Russie 38,23 et celui d'Algérie 39,19. Certaines statistiques utilisent le facteur moyen de conversion suivant : 1 000 m^3 = 39,6 GJ PCS.

Le tableau 11.3 donne la production commercialisée du gaz naturel dans le monde en 2003, exprimée en terajoules (TJ) ; la conversion en millions de British termal units (Mbtu), unité utilisée dans les échanges commerciaux de gaz, s'effectue par la relation :

$$1 \text{ TJ} = 947{,}8 \text{ MBtu}$$

L'essentiel de la production (56 %) se situe en deux zones, l'ex-URSS et l'Amérique du Nord. La contribution du Moyen-Orient n'est pas particulièrement importante comparée à celle de l'Europe de l'Ouest et à la zone Asie-Pacifique.

L'évolution de la production commercialisée du gaz naturel dans le monde s'est caractérisée par une augmentation plus rapide que celle du pétrole à partir des années 1970, et par une régularité beaucoup plus grande dans la croissance. En effet, les deux chocs pétroliers n'ont entraîné qu'une stagnation temporaire de la production, et non pas une régression comme dans le cas du pétrole.

Cette évolution particulière résulte de l'effet prix qui a conduit à des substitutions en défaveur du pétrole, et à terme en faveur du gaz, de l'effet de politiques de diversification dans l'approvisionnement énergétique, et de l'effet dû aux qualités d'emploi du gaz.

S'agissant des deux producteurs dominants, on observe que leurs productions ont évolué de façon inverse. En URSS, la production a doublé de 1979 à 1990 pour décroître ensuite en raison de la situation économique. Aux États-Unis, la production a commencé par chuter de 1979 à 1983 ; sous le double effet de la diminution des coûts d'exploration et de développement, et surtout de la forte croissance de la demande due à la déréglementation du marché de l'électricité favorisant l'investissement dans les centrales à gaz, la production a recommencé à croître pour atteindre en 1997 le niveau de 1980.

Par ailleurs, des producteurs qui étaient mineurs ont augmenté fortement leur production, comme l'Indonésie, l'Algérie, la Norvège, plus récemment l'Argentine et la Malaisie. D'une façon générale, la forte progression du gaz s'accompagne d'une meilleure diversité de l'offre.

Tableau 11.3. Production de gaz naturel dans le monde en 2003 (source : *Energy Statistics of OECD Countries 2002-2003*, AIE, éd. 2005 et *Energy Statistics of Non-OECD Countries 2002-2003*, AIE, éd. 2005).

Région	**Production** (en milliers de terajoules)	
Amérique du Nord		**29 368**
Dont États-Unis	20 781	
Canada	7 007	
Mexique	1 580	
Amérique du Sud		**4 682**
Dont Argentine	1 664	
Trinidad	972	
Venezuela	1 028	
ex-URSS		**29 270**
Dont Russie	23 252	
Turkmenistan	2 242	
Uzbekistan	2 174	
Europe		**12 499**
Dont Royaume-Uni	4 310	
Norvège	3 083	
Pays-Bas	2 429	
Allemagne	741	
Afrique		**6 044**
Dont Algérie	3 693	
Égypte	1 089	
Nigeria	749	
Moyen-Orient		**9 957**
Dont Iran	3 050	
Arabie saoudite	2 282	
Émirats Arabes Unis	1 669	
Qatar	1 262	
Asie et Pacifique		**12 896**
Dont Indonésie	3 206	
Malaisie	1 871	
Chine	1 685	
Australie	1 457	
Pakistan	1 031	
Thaïlande	788	
Total monde		**104 716**

11.4. Production d'uranium naturel

L'uranium a été extrait en 2004 à 40 % de mines souterraines, à 28 % de mines à ciel ouvert et à 21 % par lixiviation, procédé qui prend une certaine importance aujourd'hui ; l'uranium comme produit associé ou sous-produit d'un autre métal (cuivre, or) compte pour 11 %. La lixiviation *in situ* se caractérise par un taux de récupération de seulement 60 à 80 %, alors qu'il est de 95 à 99 % pour les mines souterraines ou à ciel ouvert.

Tableau 11.4. Production d'uranium naturel dans le monde en 2004 (source : *Uranium 2005, Resources, Production and Demand*, AEN, éd. 2006).

Pays	**Production d'uranium** (en tonnes U et en %)	
Canada	11 597	29
Australie	8 982	22
Kazakhstan	3 719	9
Russie	3 280	8
Niger	3 245	8
Namibie	3 039	8
Uzbékistan	2 087	5
États-Unis	878	2
Afrique du Sud	747	2
Chine	730	2
Autres	1 959	5
Total monde	**40 263**	**100**

La production d'uranium a augmenté considérablement au cours de la décennie 1970, sous le double effet de la demande militaire et de l'annonce de programmes électronucléaires importants dans de nombreux pays. Elle a chuté dès 1980 en raison de l'abandon de plusieurs programmes civils entraînant une baisse marquée des prix et la constitution de stocks. Aujourd'hui, ceux-ci s'épuisant, la production à tendance à reprendre (11 % de plus entre 2002 et 2004).

Dans le monde la production d'uranium est beaucoup plus diversifiée que celle des hydrocarbures, comme l'indique le tableau 11.4 des productions d'uranium naturel dans le monde en 2004. Les besoins mondiaux à même date étaient de 67 450 tU.

11.5. Production d'électricité d'origine nucléaire

L'uranium naturel ne devient une matière énergétique qu'au moyen de réacteurs nucléaires, dans lesquels les réactions de fission de noyaux d'uranium dégagent une grande quantité de chaleur, qui est ensuite transformée en vapeur (voir pour les détails les chapitres 27 et 28). Cette vapeur, comme dans les centrales brûlant des combustibles fossiles, dites aussi centrales thermiques à flamme, produit de l'électricité grâce à des turbo-alternateurs.

Du fait que l'uranium n'a pas d'autre utilisation à ce jour que la production d'électricité (l'utilisation directe de la chaleur d'origine nucléaire n'est pas encore mise en œuvre), l'électricité d'origine nucléaire apparaît comme une source primaire, alors que l'électricité d'origine fossile provient de la combustion de matières, qui servent directement ou indirectement à d'autres usages énergétiques et non-énergétiques.

Par ailleurs, l'énergie nucléaire se distingue par plusieurs aspects :

– son combustible, l'uranium, nécessite une série d'opérations pour le rendre apte à subir les fissions dans les réacteurs ;

– cette matière se caractérise par son grand potentiel énergétique : dans un volume comparable (celui d'un atome), la combustion à flamme dégage un énergie de 4 eV, la fission 200 MeV, soit 50 millions de fois plus.

Par conséquent, l'uranium est une matière qui ne pose aucun problème de transport, que ce soit de nature technique ou économique, ce qui est loin d'être le cas pour les énergies fossiles. Par sa compacité et son bas coût, son stockage se constitue aisément.

Autre conséquence qui singularise l'énergie nucléaire des énergies fossiles dans le domaine de l'environnement, ses déchets, que l'on sait gérer, occupent un très faible volume, et, par ailleurs, elle ne rejette pas de gaz à effet de serre.

La production d'électricité d'origine nucléaire sera détaillée au chapitre 19.

11.6. Production des énergies renouvelables

11.6.1. Production hydroélectrique

La production hydroélectrique provient de barrages de retenue et de barrages au fil de l'eau. Pour chacune des installations elle est soumise aux aléas annuels des précipitations.

Sur les trente dernières années, cette production a doublé. Sa croissance n'est pas uniforme dans le monde en raison de la plus ou moins grande saturation des sites disponibles. En Europe et en Amérique du Nord, elle n'a été que de 40 % environ sur cette période, alors qu'elle atteignait presque 85 % dans l'ex-URSS. L'essor le plus considérable se constate en Amérique du Sud et surtout en Chine, où la production a été multipliée par 7,5.

Exprimée en GWh et non en Mtep, la production hydroélectrique dans le monde est quasi-identique depuis plusieurs années à celle de l'électricité d'origine nucléaire ; l'une et l'autre représentent environ 17 % de la production totale d'électricité (voir tableau 11.5).

11.6.2. Production d'électricité d'origine géothermique

Cette production apparaît naturellement dans les pays où le volcanisme a été ou est encore actif. Elle est très modeste et ne se développe guère depuis 2000. Elle s'est surtout développée depuis les années 1990 aux États-Unis, au Mexique, en Indonésie et aux Philippines (voir tableau 11.5).

11.6.3. Production d'électricité d'origine éolienne, solaire, marémotrice et autres

Cette production renouvelable d'origines diverses et nouvelles est encore d'un niveau très faible, mais depuis 1990, quand elle n'était que de 5 TWh, elle croît rapidement au taux

de 19 % par an. L'électricité d'origine éolienne en représente l'essentiel, soit, en 2003, environ 59 TWh, dont 5,6 TWh au Danemark, 11,3 TWh aux États-Unis, 12,0 TWh en Espagne et 18,9 TWh en Allemagne. L'électricité d'origine solaire n'est que de 1,1 TWh, dont 0,333 TWh en Allemagne et 0,550 TWh aux États-Unis. Quant à l'électricité d'origine marémotrice, seule la France produit 0,5 TWh grâce à l'usine de la Rance (voir tableau 11.5).

Tableau 11.5. Production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde en 2003 (source : *Energy Statistics of OECD Countries, 2002-2003*, IEA, éd. 2005 et *Energy Statistics of Non-OECD Countries*, 2002-2003, IEA, éd. 2005).

Région	**Électricité d'origine renouvelable** (en TWh)			
	hydraulique	géothermique	éolienne, etc.	biomasse, etc.
Amérique du Nord	**663,3**	**21,2**	**12,8**	**82,3**
dont États-Unis	305,7	14,9	11,3	70,7
Canada	337,7		0,8	9,1
Mexique		6,3		
Amérique du Sud	**566,0**	**2,2**	**0,4**	**18,8**
dont Brésil	305,9			12,8
Ex-URSS	**225,6**	**0,3**	**0,1**	**1,9**
dont Russie	157,7			
Europe	**549,5**	**6,9**	**46,8**	**65,7**
dont Allemagne	24,4		19,2	13,3
Autriche	38,4			
Danemark			5,6	
Espagne	43,9	12,1		
France	64,3		0,9	5,0
Finlande				10,2
Grèce			1,0	
Italie	44,3	5,3	2,3	
Norvège	106,1			
Pays-Bas			1,6	
Royaume-Uni			1,3	6,7
Suède	53,3			5,7
Suisse	36,9			
Turquie	35,3			
Afrique	**86,8**	**0,8**	**0,5**	**0,3**
Asie et Pacifique	**618,9**	**22,4**	**5,9**	**31,7**
dont Australie	16,2		0,7	
Chine	283,7			
Inde	75,3		3,6	
Indonésie	6,3			
Japon	104,1	3,5	0,8	17,7
Nouvelle Zélande	23,6	2,8	0,8	
Philippines		9,8		
Moyen-Orient (Iran)	**15,8**			
Total monde	**2 725,9**	**53,8**	**66,5**	**200,7**

11.6.4. Production d'électricité à partir de combustibles renouvelables et de déchets

Il s'agit de l'électricité produite par la combustion de la biomasse solide, de biogaz, et de déchets industriels et urbains identifiés au tableau 11.6. C'est de ce fait une production d'électricité secondaire qu'il apparaît intéressant de comparer aux trois productions précédentes ; elle ne représente que 7 % de celle de l'hydroélectricité, mais s'est accrue considérablement depuis trente ans, surtout dans les pays de l'OCDE où elle a été multipliée par un facteur 24 (facteur 6,2 dans le monde).

Le tableau 11.5 donne un panorama de ces quatre types de production d'électricité renouvelable exprimée en TWh selon les régions du monde et selon les pays où chacune d'elles a une certaine importance.

11.6.5. Production d'énergie primaire à partir d'énergies renouvelables combustibles et de déchets

La production d'énergie primaire à partir d'énergies renouvelables combustibles et de déchets est difficile à évaluer de façon précise du fait de la grande variété de ces sources d'énergie, leur dispersion, la consommation des combustibles concernés à proximité du lieu de leur collecte, et du fait surtout qu'une grande partie d'entre eux se trouvent en dehors des circuits commerciaux. Par ailleurs, on ne peut pas toujours distinguer la part réservée à des usages non-énergétiques (le bois en est un exemple).

La biomasse solide, principalement le bois pour la cuisine des populations pauvres, est de loin la plus importante source d'énergie renouvelable, représentant plus de 10 % de l'approvisionnement total en énergie dans le monde, ou les trois quarts de l'ensemble des sources renouvelables.

La production d'énergie primaire à partir de ces combustibles renouvelables est présentée dans le tableau 11.6 exprimée en EJ. En dehors des usages domestiques, ces combustibles peuvent être utilisés pour la production d'électricité de réseau, qui est reportée au tableau 11.5, ou encore pour la production de chaleur destinée au chauffage industriel ou urbain.

11.7. Bilan mondial des productions d'énergies primaires

Le bilan mondial des productions d'énergies primaires est établi par l'AIE selon les conventions d'équivalence exposées au chapitre 9 et dans le tableau 9.1, avec toutefois les précautions suivantes. Il est tenu compte des pouvoirs calorifiques des diverses catégories de charbons et pétroles nationaux. Alors que les données relatives au gaz sont fondées sur le PCS, celles des énergies combustibles renouvelables et des déchets le sont sur le PCI. Les données sont toutes exprimées en millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep).

Tableau 11.6. Production d'énergie primaire à partir d'énergies combustibles renouvelables et de déchets en 2003 (en EJ)
(source : *Energy Statistics of OECD Countries, 2002-2003*, IEA, éd. 2005 et *Energy Statistics of Non-OECD Countries, 2002-2003*, IEA, éd. 2005).

Région	Combustibles renouvelables	Région	Combustibles renouvelables
Amérique du Nord	**3,7**	**Afrique**	**11,4**
dont États-Unis	2,9	dont Afrique du Sud	0,6
Canada	0,5	RD Congo	0,6
Amérique du Sud	**3,6**	Éthiopie	0,8
dont Brésil	2,1	Kenya	0,5
Ex-URSS	**0,5**	Nigeria	3,2
Europe	**3,5**	Soudan	0,6
dont Allemagne	0,4	Tanzanie	0,7
France	0,5	**Moyen-Orient**	**0,0**
Suède	0,4		
Asie et Pacifique	**25,2**		
dont Chine	9,2		
Inde	8,8		
Indonésie	1,8		
Myanmar	0,4		
Pakistan	1,1		
Philippines	0,4		
Thaïlande	0,6		
Vietnam	1,0		
Total monde			**47,9**

Le tableau 11.7 présente la situation dans le monde en 2003 de toutes les sources d'énergie primaire. Une des sources regroupe les énergies géothermique, éolienne, solaire, etc., une autre les énergies combustibles renouvelables, l'une et l'autre étant susceptibles de produire de l'électricité de la chaleur industrielle ou de la chaleur domestique. Pour être exhaustif, il faudrait citer une production intrinsèque de chaleur, celle extraite du milieu ambiant par les pompes à chaleur, mais elle est aujourd'hui insignifiante (0,32 Mtep).

Les différences de structure de la production primaire s'expliquent en grande partie par la distribution géographique des ressources : si la production de charbon est également répartie entre OCDE et non-OCDE, il n'en est plus de même pour le pétrole majoritairement dans les pays non-OCDE, alors que le gaz est davantage produit par ceux de l'OCDE. Ces différences s'expliquent aussi par le niveau de développement : le nucléaire est essentiellement présent au sein de l'OCDE. C'est tout le contraire pour les combustibles renouvelables.

La croissance de la production d'énergie primaire sur les trente dernières années a été de 1,7 % par an en moyenne. Mais on observe en 2003 par rapport à 2002 un taux de croissance de 3,9 %, dû surtout au charbon (6,9 % dans le monde, 19,3 % en Chine). La production totale de gaz et celle de pétrole ont aussi augmenté, respectivement 3,9 % et 3,3 %.

Tableau 11.7. Bilan mondial des productions d'énergies primaires (source : *Energy Balances of Non-OECD Countries, 2002-2003*, IEA, éd. 2005).

Source d'énergies primaires	Monde		OCDE		Non-OCDE	
	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%
Charbon	2 562	23,9	957	25,2	1 605	23,2
Pétrole brut	3 783	35,3	1 019	26,8	2 764	40,0
Gaz naturel	2 250	21,0	925	24,3	1 325	19,2
Nucléaire	688	6,4	580	15,3	108	1,6
Hydroélectricité	228	2,1	107	2,8	121	1,7
Géothermie, etc.	54	0,5	36	0,9	18	0,3
Comb. renouvelables	1 144	10,7	178	4,7	966	14,0
Total	**10 709**	**100**	**3 802**	**100**	**6 907**	**100**

11.8. Évolution de la production d'énergies primaires en France

La production d'énergie primaire en France se caractérise d'abord par une décroissance de la contribution des énergies fossiles, étant donné la pauvreté de leurs réserves.

La production de charbon a chuté depuis le début des années 60, et la dernière mine a été arrêtée en 2004.

L'extraction de gaz naturel a amorcé un retrait, surtout sensible depuis 1980 à cause de l'épuisement progressif du gisement de Lacq.

La production pétrolière a atteint son maximum entre 1985 et 1995 (environ 3 millions de tonnes) ; en 2004, elle était réduite à moins de la moitié de ce maximum .

En revanche, l'énergie nucléaire a connu à partir de 1980 un essor remarquable selon le programme lancé par le gouvernement. Sa contribution dans la production nationale d'électricité, qui était de moins de 10 % en 1974, est passée à 30 % en 1980 pour atteindre 85 % en 2004. Elle a permis de restaurer au niveau de 50 % le taux d'indépendance énergétique du pays (voir chapitre 16).

La situation de la production d'énergie primaire en France est présentée au tableau 9.2.

12 Transport et stockage des énergies primaires

Les énergies primaires fossiles sont extraites du sol en des sites en nombre relativement petit, le plus souvent éloignés des lieux de consommation d'énergie, qui eux sont en grand nombre et assez dispersés. Le transport des énergies fossiles est donc une activité indispensable à l'échelle internationale ainsi qu'à l'échelle nationale, souvent sur de longues distances, par voies terrestres ou maritimes, entre continents ou dans un même pays comme c'est le cas en Russie, aux États-Unis, en Chine.

C'est une activité importante, soit du fait du caractère pondéreux des matières, surtout du charbon, soit du fait de la faible densité énergétique, ce qui est le cas du gaz. Elle se traduit par des capitaux considérables et des coûts élevés ; cet aspect économique est abordé au chapitre 15.

Le stockage de ces énergies répond à trois exigences du fonctionnement du système énergétique. D'abord, équilibrer sans à-coups les fluctuations de la demande et de l'offre. Ensuite, mettre à profit les opportunités du marché afin d'atténuer les fluctuations des prix. Enfin, éviter les ruptures d'approvisionnement de plus ou moins longue durée. La gestion des stocks est un compromis entre la minimisation des coûts et celle des risques. Dans certains pays dépourvu d'énergies primaires elle revêt de plus un caractère stratégique.

Le transport et le stockage de l'uranium ont un aspect particulier du fait de la grande densité énergétique des concentrés d'uranium ainsi que du petit nombre de fournisseurs et de clients. Les coûts correspondants sont très faibles.

12.1. Charbon

De la mine à l'utilisateur, le charbon parcourt souvent un long trajet, utilisant successivement plusieurs modes de transport et plusieurs manipulations. Le coût CIF des transactions internationales et ses variations en dépendent fortement (voir chapitre 15).

Ces modes de transport sont les suivants, indiqués avec leur fréquence d'utilisation observée aux États-Unis en 2000 : chemin de fer (62 %), barges et vraquiers (16 %), camions (12 %), convoyeurs à tapis roulant et enfin conduites, où le charbon broyé est mélangé à de l'eau (10 %). Ces fréquences sont tout autres s'agissant du commerce international, où le transport maritime est prépondérant. Dans ce cas, le charbon est transporté par voie terrestre aux installations de préparation (calibrage, entreposage,

mise sur convoyeur ou en conduite), embarqué sur un bateau vraquier, déchargé au port de destination pour être ensuite transporté par barges ou chemin de fer sur le site d'utilisation (en général, usines sidérurgiques et centrales électriques). Le transport par conduite est avantageux à condition de l'amortir sur au moins 20 ans. Il a aussi le mérite d'être simple et propre, mais il n'est pas apte aux longues distances ni aux volumes importants.

Par chemin de fer, les transports les plus importants se font par trains entiers de 100 à 120 wagons, tirés par 4 ou même 6 locomotives, chaque wagon contenant 110 tonnes métriques, et le train environ 13 000 tonnes. Les pertes économiques et les dommages à l'environnement occasionnés aux chargements et déchargements ou causés par l'effet du vent sur les wagons à l'air libre sont le plus souvent négligées. Le transport du charbon par chemin de fer peut être limité comme en Chine par l'engorgement ferroviaire qu'il est le premier à provoquer.

Le transport par barges, quand les voies navigables intérieures le permettent, est un moyen moins coûteux que le chemin de fer. Des barges géantes sont capables de contenir l'équivalent de 15 wagons ou de 58 camions, c'est-à-dire de 1 400 à 1 700 tonnes de charbon. Il est possible de remorquer des trains d'une quarantaine de barges géantes, ce qui représente près de 70 000 tonnes de charbon.

Le transport maritime nécessite au port de départ comme à celui de destination une infrastructure appropriée de manutention du charbon. À titre d'exemple, le complexe portuaire Amsterdam-Rotterdam-Anvers (ARA), grâce à sa compétitivité et ses services, reçoit le tiers des importations de charbon de l'Union européenne, environ 50 Mt, qui sont distribuées par barges dans tout le bassin Rhin-Meuse, mais aussi par camions.

La taille des bateaux vraquiers transportant le charbon, ou d'autres marchandises en vrac comme les minerais ou les céréales, doit être adaptée aux infrastructures des ports de débarquement. Le transport charbonnier international s'effectue principalement au moyen des Panamax (de 55 000 à 77 000 tonnes en port lourd), ou des Capsize (de 80 000 à 150 000 tpl). Il est très dépendant des capacités de transport sur longue distance, l'approvisionnement de l'Europe ou du Japon pouvant se faire à partir de l'Australie, l'Afrique du Sud, la Chine, l'Indonésie, la Colombie. La situation en devient problématique si, comme de 2002 à 2004, la Chine a accaparé une grande partie de la flotte des vraquiers pour ses importations de minerais de fer et de charbon à coke. La croissance du commerce international du charbon est sensible au renouvellement de cette flotte.

Le stockage du charbon sur le carreau des mines ou chez les grands utilisateurs se présente sous forme de tas en plein air au niveau du sol, constitués de couches de charbon de même qualité. Certaines contraintes d'environnement sont à respecter. Le stockage en silos est plus coûteux et concerne des quantités plus petites. L'aire de stockage et les installations de manutention représentent un coût non négligeable dans la production d'une centrale électrique au charbon.

12.2. Pétrole

Le pétrole brut étant l'énergie prépondérante dans le monde, son transport, tout comme sa production, est une activité essentielle non seulement pour le fonctionnement de son

marché mais pour l'ensemble de la vie économique en raison de l'utilisation non substituable des produits pétroliers dans tous les modes de transport.

Les schémas de transport du pétrole brut diffèrent selon les situations géographiques relatives des champs d'exploitation, des sites de réception et stockage et des raffineries, mais deux modes sont utilisés : les oléoducs et les navires pétroliers ou tankers.

Un oléoduc est nécessaire dans un pays producteur entre les champs d'exploitation et le site de réception et de stockage, puis de là vers un terminal d'exportation en mer ou une raffinerie. Il en est de même dans un pays consommateur entre le terminal de réception en mer, le site de réception et stockage et les raffineries.

La circulation du brut dans l'oléoduc conduisant du site de réception à la raffinerie s'effectue par un certain nombre de stations de pompage. Ce nombre dépend évidemment de la distance, des dénivelés, du diamètre de la conduite.

La conception d'un oléoduc pour un projet donné défini par sa distance, le profil du tracé, le débit prévu est le résultat d'un optimum dont un paramètre est la valeur du diamètre de la conduite. Plus le diamètre est grand, plus les pertes de charge sont faibles, l'énergie nécessaire aux pompes réduite et donc le coût d'exploitation diminué. En revanche, le coût d'investissement est plus élevé.

Une cause de défaillance des oléoducs est la corrosion du métal des conduites contre laquelle on se prémunit grâce à un enduit protecteur isolant le métal. Une autre cause dans les zones politiquement instables est le sabotage, nécessitant une surveillance coûteuse et pas toujours efficace.

À la sortie des raffineries, les produits pétroliers peuvent être aussi évacués par conduite. Le transport par oléoduc est surtout celui des échanges nationaux et interrégionaux. Par exemple, aux États-Unis il concerne 68 % des transports pétroliers, le reste étant assuré par voie d'eau (27 %), par camion (3 %) et par chemin de fer (2 %).

Les tankers assurent la majeure partie du commerce international du pétrole brut et des produits pétroliers. Leur flotte constitue près du tiers de la flotte commerciale dans le monde. La taille des tankers est variable de façon à adapter leur utilisation aux différents trajets et volumes de brut requis. Les Panamax (60 000 à 80 000 tpl) peuvent franchir le canal de Panama ; les Aframax (80 000 à 120 000 tpl) sont utilisés par exemple de l'Afrique de l'ouest aux États-Unis ; les Suezmax (120 000 à 160 000 tpl) sont capables de passer le canal de Suez ; les VLCC (160 000 à 320 000 tpl) et les ULCC (au-delà de 320 000 tpl) sont destinés aux plus longues distances, du Moyen Orient à l'Europe. Ainsi il n'y a pas de barrière maritime.

Le naufrage de tankers à proximité des côtes a provoqué à plusieurs reprises des catastrophes écologiques et économiques locales. Les États-Unis, à la suite des grands dommages causés sur les côtes de l'Alaska par le naufrage de *Exxon Valdez*, ont renforcé les règles de sécurité relatives aux tankers. L'Europe a connu le même genre de catastrophe : l'*Amoco Cadiz* dans la Manche, l'*Erika* sur les côtes de Bretagne en 1999, le Prestige sur les côtes d'Espagne. L'Union européenne a réagi en 2004 en interdisant dans ses eaux à partir de 2010 les tankers non munis d'une double coque, et ceux dépassant 23 ans d'âge.

Une sujétion importante du transport maritime du pétrole est la concentration des terminaux en mer du golfe Arabo-Persique, et surtout la vulnérabilité du point de passage obligé qu'est le détroit d'Ormuz. Le coût de la protection militaire de cette région est une externalité, par définition non comprise dans le coût de fourniture du pétrole brut.

Le stockage du pétrole brut s'effectue dans de grands réservoirs, sans problèmes techniques majeurs. Les contraintes sont relatives à la sécurité, à l'occupation des sols et à l'immobilisation financière des stocks. La France dispose de stocks stratégiques de produits pétroliers correspondant à plus de 90 jours de consommation, conformément aux obligations internationales de tout pays membre de l'AIE.

12.3. Gaz naturel

Le gaz naturel, de par sa nature, exige des précautions spécifiques concernant son transport et son stockage, qui en augmentent sérieusement le coût de fourniture et qui en limitent la diffusion et l'emploi au sein du système énergétique.

Les longues distances qui en général séparent les champs d'exploitation gaziers et les grands centres de consommation imposent deux modes de transport, dont le choix est dicté par les contraintes géographiques, économiques et même géopolitiques. Il s'agit de l'acheminement par gazoducs et de la chaîne du gaz naturel liquéfié (GNL).

Les gazoducs sont destinés soit à acheminer le gaz des puits d'extraction (ou des terminaux maritimes de réception de GNL) jusqu'aux régions où il est utilisé ; soit à le distribuer dans ces régions jusqu'aux lieux d'utilisation. Dans l'un et l'autre cas ils constituent un réseau pouvant comporter des boucles. La gestion de ce réseau, souvent transfrontalier, procède d'un monopole naturel.

12.3.1. Chaîne de transport par gazoducs

Elle comporte les fonctions suivantes : collecte du gaz provenant de différents puits ; traitement du gaz pour le mettre aux spécifications de transport afin d'éviter la condensation d'eau et la corrosion ; compression du gaz si nécessaire au départ, et transport en conduite avec recompression si la distance l'exige ; traitement éventuel du gaz pour le mettre aux conditions de distribution ; stockage et transfert au réseau de distribution ; distribution. La chaîne par gazoducs est munie de moyens de surveillance et de contrôle à distance, et notamment de mesure de débit et de pression.

À titre d'exemple, le gazoduc Yambourg-Uzhgorod en Russie transporte 27 milliards de mètres cubes par an sur une distance de plus de 4 000 km dans une conduite de 1,42 m de diamètre ; il est muni de 38 stations de recompression, chacune étant équipée de 8 turbines à gaz de 25 MW.

12.3.2. Chaîne de gaz naturel liquéfié

Le gaz naturel liquéfié, à la température normale d'ébullition (–161,5 °C pour le méthane), a un volume 625 fois plus petit que celui du gaz dans les conditions normales. La densité du GNL est d'environ 420 kg/m^3. Ces caractéristiques ont incité à développer la chaîne du GNL pour le transporter par voie maritime.

La chaîne de transport du GNL comprend : transport et traitement des puits d'extraction jusqu'à la côte, comme pour la chaîne gazoduc ; traitement du gaz pour le mettre

aux spécifications requises pour la liquéfaction ; liquéfaction du gaz, accompagné ou non d'un fractionnement ; stockage, et chargement sur méthaniers au terminal d'expédition ; transport par méthaniers ; déchargement au terminal de réception et stockage ; regazéification pour transfert par gazoducs. Les installations de liquéfaction et les méthaniers constituent les principaux investissements de la chaîne.

La liquéfaction du gaz peut être obtenue par plusieurs procédés.

On a commencé par mettre en œuvre le cycle à cascade classique. La température est abaissée par paliers successifs, le gaz naturel étant à des paliers de pression adéquats. Le réfrigérant du premier palier étant le propane (–35 °C), celui du deuxième, l'éthylène (–100 °C), celui du troisième, le méthane (–155 °C) ; la détente à pression atmosphérique de la phase liquide permet d'atteindre la température d'équilibre liquide-vapeur à la pression atmosphérique.

Le cycle à cascade incorporée utilise un mélange de réfrigérants, qui permet de liquéfier le gaz naturel au moyen d'un cycle unique. Ce procédé, plus simple et plus souple, conduit à réduire le nombre d'équipements nécessaires.

Aujourd'hui, la capacité par train de liquéfaction est d'environ 5 milliards m^3 de gaz par an.

Les méthaniers, dont la capacité est de l'ordre de 125 000 à 130 000 m^3 de GNL,sont de deux types : les méthaniers à cuves intégrées, où les efforts provoqués par la cargaison de GNL sont reportés sur la double coque du navire ; les méthaniers à cuves autoporteuses, qui sont des réservoirs sphériques supportant entièrement les contraintes exercées par le poids du GNL.

Quelles que soient la conception du méthanier et la qualité d'isolation des cuves, il se produit une fuite thermique entre l'intérieur et l'extérieur des cuves, qui entraîne une vaporisation de GNL. Le gaz ainsi libéré ou bien alimente le système de propulsion du navire, ou bien est reliquéfié, la propulsion étant alors assurée par du fioul, moins coûteux.

Un terminal méthanier dispose d'infrastructures de réception des navires, de capacités de stockage et de regazéification. Le terminal de Zeebrugge peut recevoir 60 navires méthaniers par an ; sa capacité de stockage de GNL est de 240 000 m^3 en trois cuves semi-enterrées ; sa capacité de regazéification est de 4,5 milliards de m^3 de gaz par an, son débit d'émission étant de 800 000 m^3 par heure.

Le choix entre l'une ou l'autre chaîne de transport du point de vue économique se comprend aisément à l'aide des indications suivantes, établies aux conditions économiques de 1990, et qui montrent que la liquéfaction peut l'emporter lorsque la longueur du gazoduc dépasse 5 000 km. (Source : A. Rojey, *Le gaz naturel*, éd. Technip, 1994.) Aujourd'hui, les progrès acquis dans la chaîne de liquéfaction réduit quelque peu cette distance (voir chapitre 15).

L'investissement d'un transport par gazoduc terrestre de 7 milliards de m^3 de gaz par an, pour une distance de 1 000 km dans des conditions moyennes de terrain, s'élève à 9 milliards de dollars (1990).

Pour une chaîne de GNL correspondant au même débit annuel, l'investissement de l'usine de liquéfaction s'élève à 2 milliards de dollars ; celui de 6 méthaniers de 130 000 m^3 à 1,2 ; celui du terminal de regazéification à 0,3.

Les coûts correspondants, exprimés en dollars pour une fourniture de 1 000 m^3 de gaz, sont de 20 pour le gazoduc susdit, et, pour ce qui est de la chaîne GNL, de 55 pour l'usine

de liquéfaction, de 35 pour un trajet de 4 000 miles marins par méthanier, de 11 pour le terminal de regazéification, soit 101 pour l'ensemble de cette chaîne.

Le stockage du gaz naturel s'effectue selon divers modes.

Les gazoducs eux-mêmes fournissent une capacité de stockage temporaire en jouant légèrement sur la pression du gaz. Ils permettent sur une courte durée de faire face à une montée rapide de la demande en période de pointe.

Le stockage cryogénique est relatif à des petites capacités, mais présente l'avantage de pouvoir être installé n'importe où. Les réservoirs sont de différents concepts, à double paroi en acier, ou à membranes comme dans les méthaniers à cuves intégrées, ou encore à cuves sphériques enterrées (une cuve enterrée au Japon de 140 000 m^3, une autre de même capacité prévue à Zeebrugge).

Les stockages souterrains en nappe aquifère fonctionnent en deux phases. L'une d'injection pendant laquelle le gaz naturel est envoyé dans le réservoir en refoulant l'eau de la nappe. L'autre, de soutirage, au cours de laquelle l'eau vient réoccuper les pores de la roche d'où elle avait été chassée. Ce type de stockage nécessite le maintien d'une quantité importante de gaz pour éviter le noyage des puits d'extraction pendant le soutirage. Le débit de gaz est relativement faible par rapport au volume stocké à cause des frottements visqueux dans la couche réservoir. En France il existe 12 stockages en nappe aquifère, qui assurent les besoins hivernaux, le remplissage s'effectuant l'été.

Les stockages en cavité saline sont plus limités en capacité. Ils permettent un débit de gaz important par rapport au volume stocké. De ce fait, ils sont surtout utilisés en période de grand froid. Il en existe trois en France.

12.4. Uranium naturel

Les usines de concentration de minerai situées à proximité des mines d'uranium fournissent des concentrés (souvent dénommés *yellow cake*), forme sous laquelle l'uranium naturel est commercialisé et exporté.

Ce produit est conditionné dans des fûts en acier de 200 litres de contenance, qui sont scellés pour le transport. Ces fûts sont si peu radioactifs qu'ils ne requièrent aucun emballage spécial.

Le transport de l'uranium naturel, ne concernant que de très faibles volumes et poids, ne représente pas une activité conséquente comme celui des énergies fossiles.

Le stockage de l'uranium, pour les mêmes raisons, est réalisé sans difficulté et occupe peu de place. En raison du faible prix de ce produit, on en constitue des stocks correspondant à une consommation relative à une durée beaucoup plus longue que pour les énergies fossiles ; cette durée en France est de 3 ans, alors qu'elle n'est que de 90 jours pour le pétrole. On a vu que ce stock est constitué aux différents niveaux de la préparation du combustible nucléaire (fluorure d'uranium, uranium enrichi, assemblages combustibles).

13 Consommation de l'énergie

13.1. Approvisionnement énergétique et bilan de conversion

Les formes énergétiques employées par les utilisateurs finals sont d'une part certaines énergies primaires, surtout le charbon, le gaz naturel, les combustibles renouvelables, et pour mémoire, le pétrole, la géothermie et le solaire, d'autre part les vecteurs que sont les produits pétroliers, l'électricité et la chaleur.

La consommation d'énergie d'un pays a pour origine son approvisionnement annuel des huit formes d'énergie mentionnées ci-dessus. Pour chacune d'elle, l'**approvisionnement** est la somme algébrique de sa production nationale, des importations comptées de façon positive, des exportations considérées comme négatives, les soutes maritimes internationales comptées négativement, et enfin les variations de stocks d'une année à l'autre, comptées positivement dans le cas d'une diminution des stocks.

La conversion et le transport des énergies primaires sont gros consommateurs d'énergie et figurent en tête des bilans énergétiques. La conversion s'opère dans les types d'installations suivants :

– les usines électriques, les usines de co-génération et les chaudières, où les combustibles fossiles sont transformés en électricité ou en vapeur, propres à être utilisées au stade final ;

– les raffineries de pétrole brut, où s'obtiennent des produits pétroliers par une succession de processus de plus en plus complexes : la distillation fractionnée, puis sous vide, le craquage catalytique, transformant le distillat de la distillation sous vide en produits légers ;

– les installations de transformation du charbon pour l'obtention d'agglomérés et de briquettes de lignite, pour la transformation de la houille en coke, du coke en gaz de hauts fourneaux, etc. ;

– les unités de liquéfaction du gaz naturel, et aussi du charbon.

Les flux énergétiques dans l'ensemble de la branche énergie, où s'opèrent les conversions d'énergies entre elles, sont fort complexes dans le détail. Ils apparaissent négativement s'agissant d'une consommation, positivement pour une production ; par exemple, le charbon brûlé dans les centrales électriques et l'électricité qui en résulte ; ou encore le charbon et les produits pétroliers consommés dans les usines à gaz et le gaz industriel produit.

Tableau 13.1. Approvisionnement et consommation finale énergétiques dans le monde en 2003 (source : *Energy Balance of Non-OECD Countries, 2002-2003*, IEA, éd. 2005).

Énergie	Charbon Lignite	Pétrole brut	Produits pétrol	Gaz	Nucl.	Hydro	Géoth. Éolien	Comb. renouv.	Élec.	Chal.	Total
Approvisionnement	2 584	3 875	–92	2 244	687	228	54	1 143		0	10 723
Soutes mar. internat.			–144								–144
Usines électriques	–1 496	–20	–216	–468	–675	–228	–45	–35	1 279		–1 904
Cogénérat. chaudières	–260	–1	–53	–363	–12		–1	–34	153	287	–284
Raffineries		–3 736	3 704								–32
Autres transform.	–203	–81	99	0				–47			–232
Consommat. interne	–51	–10	–201	–198				–5	–127	–25	–617
Pertes	–2	–4	0	–23					–130	–18	–177
Ajustements	–34	–14	2								–46
Consommat. finale	538	9	3 099	1 192			8	1 022	1 175	244	7 287
Industrie	409	9	608	540			1	163	496	100	2 326
Transports	5		1 798	62				9	21		1 895
Résidentiel, tertiaire	111		489	590			7	850	658	144	2 849
Usages non énerg.	13		204								217

Le bilan de conversion énergétique fait apparaître, à partir des données de l'approvisionnement d'une énergie, les quantités destinées à la consommation finale. On identifie les consommations internes des installations de conversion, les pertes de distribution, notamment pour l'électricité, et les ajustements statistiques (voir chapitre 9). Les électricités primaires, nucléaire, hydroélectrique, géothermique, éolienne et solaire, apparaissent en négatif, comme consommées par le système électrique, pour figurer en positif dans l'électricité secondaire, mais après transformation des quantités par le système d'équivalence énergétique (voir chapitre 9). Le bilan de conversion se présente sous forme d'une matrice de transformation de l'approvisionnement en disponibilités pour la consommation finale.

À titre d'illustration, le tableau 13.1 donne le bilan mondial de consommation énergétique pour 2003 d'après les statistiques de l'AIE ; il en en cohérence avec le tableau 11.7. Pour simplifier, on a regroupé sous la rubrique « autres transformations » les usines à gaz, les transformations du charbon, les usines de liquéfaction et autres, ainsi ce qu'on appelle les transferts : ceux-ci sont des quantités de produits pétroliers semi-finis importés et reclassés comme apports dans les raffineries. Pour des raisons de commodité statistique, l'AIE fait apparaître dans la branche énergie les pertes de transport et distribution du réseau électrique, mais c'est dans le secteur des transports que figure l'énergie dépensée pour l'acheminement du gaz dans les gazoducs.

13.2. Consommation finale d'énergie

La consommation finale d'énergie se manifeste par d'innombrables usages dans tous les secteurs d'activité pour satisfaire les besoins en énergie calorifique, mécanique et rayonnante (voir chapitre 8) ; à ces fins, deux vecteurs énergétiques présentent une flexibilité d'emploi remarquable : l'électricité (voir chapitre 17), et les produits pétroliers. La gamme de ces produits comporte, des plus légers aux plus lourds, les gaz propane et butane propres aux usages domestiques, les essences à divers degrés d'octane et autres carburants et gasoils destinés aux transports routiers, maritimes et aériens, les fiouls légers et lourds utilisés pour le chauffage domestique et industriel ainsi que la production d'électricité, les huiles et lubrifiants, et enfin les bitumes. Le naphta sert de matière première à l'industrie pétrochimique qui en tire les produits les plus divers, matières plastiques, textiles, détergents, etc.

13.2.1. Consommation finale d'énergie dans le monde

La consommation finale d'énergie s'analyse ou bien par secteur de l'économie ou bien par formes d'énergie. L'une et l'autre analyse montrent des différences de structure selon les régions comme on le constate sur le tableau 13.2 relatif aux énergies finales consommées dans le monde en 2003 hors usages non-énergétiques.

L'analyse complète par énergie doit inclure les consommations de charbon, produits pétroliers, gaz et combustibles renouvelables pour la production d'électricité, ce qui est examiné au chapitre 19.

Tableau 13.2. Consommation finale d'énergie dans le monde en 2003 hors usages énergétiques (source : *Energy Balance of OECD Countries, 2002-2003*, IEA, éd. 2005 et *Energy Balance of Non-OECD Countries, 2002-2003*, IEA, éd. 2005).

Secteur	Monde	OCDE	non-OCDE	Amérique Nord	Afrique
Mtep	**7 070**	**3 622**	**3 448**	**1 788**	**411**
Industrie	33 %	31 %	35 %	27 %	20 %
Transport	27 %	35 %	18 %	41 %	15 %
Résidentiel, etc.	40 %	34 %	47 %	32 %	65 %
Énergie					
Charbon	7,5 %	3,5 %	11,5 %	2 %	4,5 %
Prod. pétroliers	41 %	51 %	30,5 %	51,5 %	24 %
Gaz	17 %	20,5 %	13 %	23 %	5 %
Comb. renouv.	14,5 %	3,5 %	26 %	3 %	58,5 %
Électricité	16,5 %	20 %	13 %	20 %	8 %
Chaleur	3,5 %	1,5 %	6 %	0,5 %	0 %
Total	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

L'analyse par combustibles montre que la consommation de charbon est majoritairement le fait de l'industrie (76 %) bien avant celui du secteur résidentiel (14 %), que les produits pétroliers sont consommés en grande majorité dans les transports (58 %), et puis dans l'industrie (20 %), que le gaz se répartit dans l'industrie (45 %) et le résidentiel (34 %). L'électricité est utilisée principalement dans l'industrie (42 %), le résidentiel (29 %) et le commercial et services (23 %). Dans les pays de l'OCDE, 67 % des produits pétroliers hors usages non énergétiques sont utilisés dans les transports (56 % dans les transports routiers).

13.2.2. Approvisionnement et consommation finale d'énergie en France

En ce qui concerne la France, l'approvisionnement énergétique et la consommation finale d'énergie sont présentés dans les tableaux 9.2 et 9.3. L'évolution des consommations d'énergie primaire et d'énergie finale a été déterminée en partie par la croissance démographique, par les changements structurels de l'économie (déclin de l'industrie lourde et essor des services), par la politique énergétique (programme d'économies d'énergie et programme nucléaire), dont il est résulté un changement inter-énergétique, que les tableaux 13.3 et 13.4 mettent en évidence.

Le pétrole reste l'énergie prépondérante en France, bien qu'il ait disparu de la production d'électricité depuis 1973 et que sa part de marché dans l'industrie ait fortement diminué au profit du gaz ; il est en effet la seule énergie des transports routiers et aériens et, ceux-ci ayant été en forte expansion, sa consommation dans ce secteur a crû en moyenne de 8,3 % par an.

Tableau 13.3. Consommations d'énergie primaire et d'énergie finale hors usages non-énergétiques en France en 1973 et 2004, exprimées en Mtep (source : *Les bilans de l'énergie 1970-2004*, Observatoire de l'énergie, éd. 2005).

Énergie en Mtep	Consommation énergétique				Consommation	
	primaire		finale		non-énergétique	
	1973	2004	1973	2004	1973	2004
Charbon	27,7	13,0	17,7	6,3	0,2	0,1
Pétrole	112,2	79,6	85,2	73,2	9,1	13,2
Gaz	11,6	38,1	8,7	35,2	1,6	2,2
Électricité	7,7	117,3	13,0	36,1		
Comb. renouv.	9,5	12,6	9,0	10,4		
Total	**168,7**	**260,6**	**133,6**	**161,2**	**10,9**	**15,6**

Tableau 13.4. Parts de marché de chaque énergie, hors usages non-énergétiques, par secteur d'activité en France en 1973, 1990 et 2004 (source : *Les bilans de l'énergie 1970-2004*, Observatoire de l'énergie, éd. 2005).

Secteur	Industrie			Résidentiel-Tertiaire			Transports		
	1973	1990	2004	1973	1990	2004	1973	1990	2004
Énergie (Mtep)	48,0	38,5	37,7	59,3	62,4	72,7	26,3	41,7	50,8
Énergie	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Charbon	25,2	21,8	15,6	9,9	3,1	0,6			
Pétrole	50,2	24,4	16,4	57,8	30,6	22,1	97,7	98,3	97,2
Gaz	6,7	23,7	32,7	9,8	23,7	32,3	0,0	0,0	0,0
Électricité	15,0	25,8	31,8	9,1	26,5	32,6	2,3	1,7	2,2
Comb. renouv.	2,8	4,3	3,5	13,4	16,1	12,4	0,0	0,0	0,6

13.3. Évolution passée de la consommation mondiale d'énergie

Depuis les débuts de l'ère industrielle, la consommation d'énergie dans le monde n'a cessé d'augmenter sous le double effet de la croissance démographique et de l'essor économique.

La figure 13.1 illustre la croissance de l'énergie primaire commerciale depuis 1850. Pendant deux périodes de calme politique et économique avant le premier conflit mondial et après le second, on observe une croissance régulière de la consommation d'énergie au taux moyen de 5 % par an, ce qui représente un doublement tous les 14 ans environ. Les ruptures majeures que l'on remarque dans cette croissance correspondent aux deux grands conflits mondiaux du XXe siècle et à la crise économique des années 30. La première crise du pétrole s'est traduite par un temps d'arrêt de deux ans, et celle de 1979-1980 par un recul de quatre ans. Depuis, le rythme de croissance s'est infléchi par l'effet du ralentissement de l'économie et d'une meilleure utilisation de l'énergie.

Les parts des sources d'énergie primaire ont évolué très significativement depuis le milieu du XIXe siècle. La figure 13.2 met en évidence l'énergie dominante propre à chaque

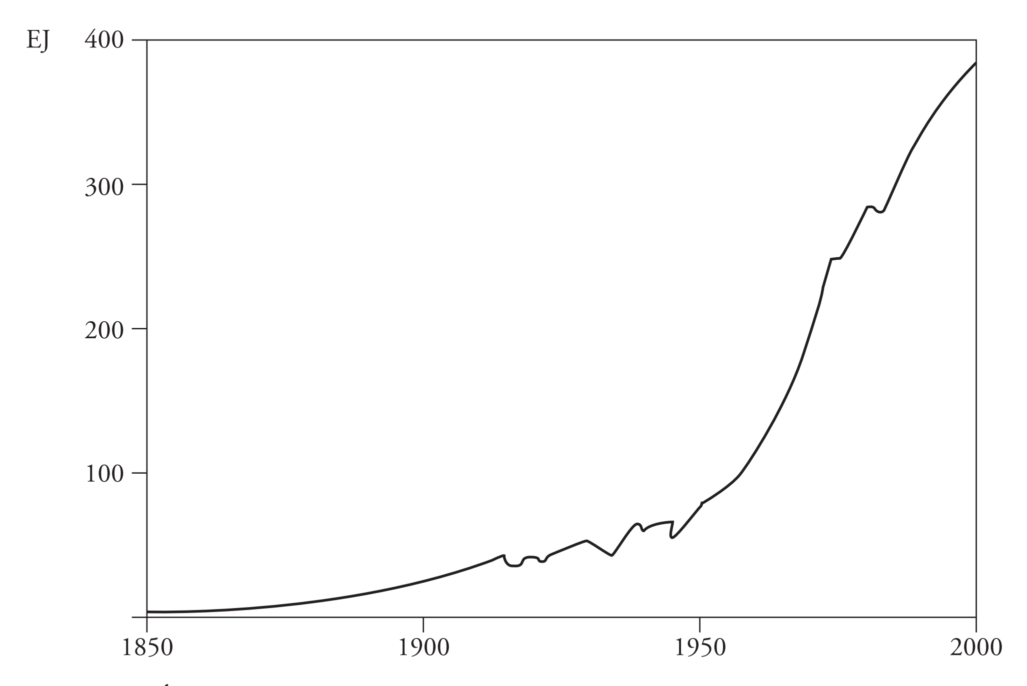


Figure 13.1. Évolution de la consommation mondiale d'énergie commerciale de 1850 à 2000.

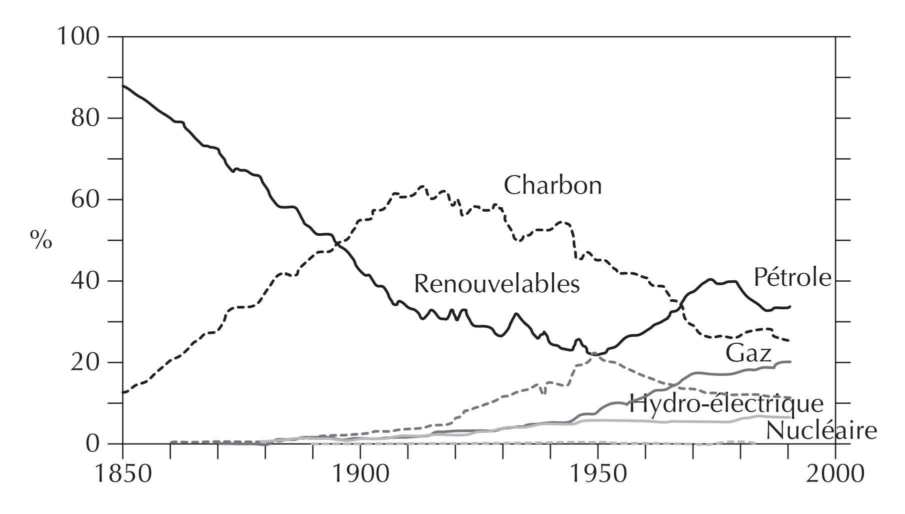


Figure 13.2. Part des sources d'énergie primaire dans le monde de 1850 à 1990 (source : *Nukicenovic, 1984, updated from BP*, 1995).

époque : au bois a succédé le charbon resté prépondérant pendant soixante-dix ans en culminant vers 1910, puis le pétrole a dominé vers 1965 pour voir sa part décliner à partir du milieu des années 70. Il est à remarquer que dans leur succession les énergies dominantes sont de moins en moins dominantes (bois environ 90 %, charbon 75 %, pétrole 45 %), ce qui présage qu'à l'avenir les sources d'énergie seront de plus en plus équilibrées pour faire face aux besoins.

14 Économies d'énergie

14.1. Raisons incitatives

L'énergie, sous toutes ses formes et à tout niveau du système, est un bien consommable qui répond aux lois du marché, plus précisément à la variation des prix internationaux ou nationaux pour ce qui est de l'approvisionnement en énergie primaire et des prix du marché intérieur pour la fourniture d'énergie finale. Tout producteur ou consommateur d'énergie, lorsque les prix sont à la hausse, a donc intérêt à minimiser ses dépenses en approvisionnement énergétique en optimisant ses processus de production vis-à-vis de la consommation d'énergie. Les économies qui en résultent correspondent à un enjeu micro-économique.

Mais l'énergie est un élément vital de la vie économique. Lorsqu'un pays en est dépourvu au niveau des ressources primaires, les autorités gouvernementales ont le souci d'instaurer une politique énergétique visant à réduire la dépendance et les risques liés à l'approvisionnement. Un élément de cette politique consiste à réaliser des économies d'énergie au niveau national. Les avantages en sont évidents : diminution de la dépendance stratégique et politique vis-à-vis des pays fournisseurs, allègement de la facture énergétique du pays, gains de productivité de l'économie, amélioration de la protection de l'environnement. Les incitations gouvernementales à économiser l'énergie correspondent alors à un enjeu politique et macro-économique.

Les économies d'énergie conditionnent de façon significative l'utilisation de l'énergie par l'ensemble des activités du pays, et, à ce titre, elles déterminent en partie l'intensité énergétique qui est le paramètre traduisant la qualité de cette utilisation (voir chapitre 16).

14.2. Moyens mis en œuvre

Les économies d'énergie procèdent d'abord de l'effet du progrès technologique, régulier depuis les débuts de l'ère industrielle, qui tend à une meilleure efficacité énergétique des processus dans tous les secteurs.

Dans l'industrie, cet effet est particulièrement sensible et facile à mettre en évidence pour les produits nécessitant une grosse consommation d'énergie : le paramètre permettant

de le mesurer est le nombre de tep utilisées par tonne de produit. La réduction de la consommation d'énergie s'effectue grâce à l'amélioration ou au changement des procédés, à la récupération d'énergie, à la meilleure efficacité des chaudières.

Ainsi en France, l'indice de consommation unitaire (base 100 en 1973) pour la fabrication du ciment était tombée à 92 en 1980, se situait à la fin des années 1990 à environ 89, pour arriver aujourd'hui à 81 ; pour la fabrication d'acier laminé, l'indice était à 80 en 1980 et à 68 en 1993 ; le verre nécessite en 2004 39 % en moins d'énergie qu'il y a trente ans.

Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, l'innovation technique a consisté dans l'isolation de l'habitat neuf et ancien, l'efficacité des chaudières et la gestion du chauffage, ou encore le changement de moyens de chauffage et de production d'eau sanitaire. Les performances accrues des appareils électroménagers et des modes d'éclairage sont aussi à prendre en compte.

Dans le domaine des transports, la consommation spécifique des moteurs a été réduite, l'aérodynamique des carrosseries des voitures et des camions améliorée. Dans les pays de l'OCDE, l'intensité énergétique des voitures, mesurée en mégajoules par kilomètre-passager, est passée de 2,75 en 1973 à 2,25 en 1998. Dans les transports aériens, l'augmentation des rendements des moteurs et l'allègement des avions ont permis une réduction spectaculaire de l'intensité énergétique, qui, exprimée en la même unité, passe de 5,7 à 2,5. À noter que celle du rail s'est maintenue à environ 0,3 MJ/km-passager.

Les économies d'énergie résultent aussi d'une politique volontariste de l'État par le biais de la réglementation, de l'incitation fiscale ou de subventions, d'encouragements à la recherche, ou encore un effort de communication ou d'autorité pour infléchir le comportement des consommateurs d'énergie : ainsi le contrôle plus strict de la vitesse des véhicules a-t-il réduit leur consommation. En France, dans le secteur résidentiel, la construction neuve a été réglementée à cet effet à plusieurs reprises de 1974 à 2001. Entre ces deux dates, les besoins spécifiques de chauffage des habitations neuves sont tombés de 35 %, passant de 372 kWh /m^2 à 242 kWh/m^2.

14.3. Limitations

Le potentiel d'économies d'énergie est difficile à définir parce qu'il se trouve limité par des considérations de tout ordre, souvent complexes.

D'abord, le parc des appareils existants présente une certaine rigidité, car son renouvellement ne peut s'effectuer que de façon progressive. Chaque consommateur est en mesure d'établir un bilan économique déterminant la date optimale du remplacement d'un équipement (ou d'un processus) consommateur d'énergie par un autre plus économe. Dans tous les secteurs d'activité, un investissement ne se remplace pas rapidement s'il est encore en bon état. Par exemple, on observe un délai de 15 ans pour que les performances des voitures nouvelles deviennent celles du parc automobile dans son ensemble.

Le critère économique peut constituer une limite aux économies d'énergies. À l'évidence, les économies les plus simples, comme la réduction des gaspillages, se réalisent en premier sans gros efforts de recherche ni d'investissement. Mais plus on progresse dans

la réduction de la consommation énergétique des équipements, plus le coût en devient élevé. En effet, le progrès technologique conduit à des équipements qui, pour être plus performants, sont souvent plus sophistiqués et plus coûteux en raison des matériaux utilisés ou des systèmes de régulation. L'investissement élevé qui généralement en résulte devient un obstacle au lancement d'une innovation. Un exemple en est donné par les ampoules électriques à basse consommation, dont la diffusion s'est trouvée freinée par l'importance de leur prix d'achat.

Dans la mesure où les économies d'énergie sont motivées par la hausse des prix des combustibles, le retour de ceux-ci à un niveau bas, comme ce fut le cas lors du contre-choc pétrolier en 1984, réduit la rentabilité de certains investissements nouveaux, et marque un coup d'arrêt à la diffusion d'innovations. La baisse des prix agit aussi sur le comportement des consommateurs qui de ce fait relâchent leur vigilance sur la régulation du chauffage ou l'utilisation de leur voiture. En Europe, le choix des automobilistes en faveur de véhicules plus lourds et plus puissants a contrebalancé en partie les gains d'efficacité énergétique obtenus en ce domaine.

Un facteur limitatif des économies d'énergie vient de la sophistication technique de nouveaux équipements ou de nouveaux concepts plus délicats à mettre en œuvre et à entretenir. L'isolation d'un bâtiment neuf n'atteint l'efficacité escomptée que si sa réalisation est parfaitement exécutée. Une chaudière ne peut approcher la performance mesurée en laboratoire que si elle est soigneusement entretenue. En réalité ces conditions sont loin d'être observées sur l'ensemble d'un parc.

14.4. Économies d'énergie réalisées

L'évaluation des économies d'énergies réalisées pendant une année ou une période donnée est délicate du fait de l'imbrication des données techniques, des aléas économiques et des phénomènes de comportement. Ce n'est pas ici le lieu d'en exposer la méthode, par ailleurs complexe.

L'AIE estime à 48,2 EJ les économies d'énergie réalisées de 1973 à 1998 dans les pays de l'OCDE, ce qui correspond à 49 % de l'énergie consommée en 1998. En d'autres termes, la consommation aurait été 49 % plus haute en 1998 si les intensités énergétiques de chacun des secteurs et chacun des usages étaient restées telles qu'en 1973.

Dans chaque pays, la contribution aux économies d'énergie diffèrent d'un secteur à l'autre et dépend de la situation observée en 1973. Au Japon, l'industrie à elle seule contribue à 85 % de l'ensemble des économies ; aux États-Unis, c'est le secteur résidentiel et le transport des personnes qui engrangent le plus d'économies, respectivement 32 % et 23 % ; en Europe occidentale, les économies ont été effectuées à la fois dans l'industrie (50 %) et dans les secteurs résidentiel et tertiaire (45 %) pris dans leur ensemble.

Dans le groupe des pays de l'OCDE de l'Amérique du Nord et de l'Europe occidentale, de1973 à 1998, les économies proviennent surtout du chauffage des locaux (19 %), du secteur tertiaire (18 %), puis de la sidérurgie (13 %), de la chimie (9 %), du reste de l'industrie (20 %), alors que la contribution des transports reste faible (8 % pour les automobiles, 1 % pour les camions).

En France, l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie), à partir d'une méthode fondée sur des indicateurs techniques et économiques plus fins qu'auparavant, évalue à environ 8,5 Mtep en 2002 le cumul des énergies économisées depuis 1992. L'industrie y contribue pour 32 %, le chauffage central des habitations pour 30 %, le tertiaire pour 11 % les transports routiers pour 27 %, contribution en hausse depuis 1995 grâce à l'expansion des moteurs diesel dans le parc automobile, la réduction de la vitesse des véhicules et les consommations améliorées des avions.

15 Marchés et prix de l'énergie

15.1. Aspects généraux

Il n'est possible d'aborder ici, de façon synthétique, que les seuls marchés de l'énergie primaire faisant l'objet d'échanges internationaux. Leur importance au niveau mondial vient de ce qu'ils assurent 80 % de l'approvisionnement de la planète, et que les prix qui en émanent affectent directement l'économie des nations.

Le plus important d'entre ces marchés, celui du pétrole, mérite une attention particulière en raison des répercutions économiques et politiques majeures qu'il a entraînées et ne manquera pas d'entraîner, et par le rôle directeur qu'il joue dans l'ensemble du système énergétique.

Ces marchés entrent en concurrence à des degrés et des niveaux divers. Les mécanismes de cette concurrence s'expliquent à partir des spécificités techniques, géographiques et industrielles propres à ces formes d'énergie et de la formation des prix qui en résultent. La concurrence s'établit à deux niveaux : d'une part la production d'énergie secondaire – l'électricité surtout – d'autre part la production d'énergie finale, où en dernier lieu se comparent les technologies, les coûts, les qualités de service et les nuisances. La concurrence des énergies primaires dans la production d'électricité mérite en raison de son importance un développement particulier (voir chapitre 19).

En fait, la connaissance des prix internationaux des énergies primaires ne suffit pas pour comprendre la concurrence au niveau final ; il faut y adjoindre les coûts relatifs aux transformations et transports caractérisant les chaînes énergétiques qui aboutissent à un même usage final. De cette approche découle l'intégration verticale selon laquelle s'est structurée l'industrie pétrolière, et la notion de *net back* (voir plus loin). On ne peut donner ici qu'un ordre de grandeur de ces coûts et de leur fourchette, car ils varient beaucoup selon les techniques employées et selon les conditions locales, économiques et politiques. L'analyse du marché énergétique dans son ensemble en est rendue complexe et foisonnante. On ne souligne ici que les grandes forces qui influent le marché et qui se situent au niveau national comme au niveau international.

Au niveau national, la politique énergétique et la politique environnementale ont une incidence directe sur la consommation d'énergie et les choix énergétiques. Elles se manifestent par la réglementation, le souci du service publique, la tarification et surtout la fiscalité. Dans la mesure où elles sont dictées par des considérations stratégiques d'indépendance ou de protection contre de trop fortes fluctuations des prix du marché international de l'énergie, elles provoquent des chocs en retour sur ce marché.

Ces contre-réactions ne sont en général pas instantanées. En effet, la situation économique et financière détermine le plus souvent la vitesse de renouvellement des équipements de production et de consommation d'énergie, donc la rapidité des substitutions d'énergie que réclame la rationalité économique au regard des variations importantes des prix internationaux. Surtout si la conjoncture n'est pas favorable, la tendance à continuer de rentabiliser les investissements effectués et le manque de disponibilités financières sont des freins à ce renouvellement, et finalement à la fluidité du marché de l'énergie.

Les contraintes sociales sont aussi une entrave au libre jeu du marché de l'énergie. Cette situation se rencontre dans certains pays européens, en France, mais surtout en Allemagne, en Pologne et en Ukraine entre autres, où les mines de charbon souterraines ne sont plus rentables vis-à-vis des prix internationaux, mais où, pour maintenir l'emploi, l'État subventionne ce secteur. Cette contrainte se présente différemment aux États-Unis, où le gouvernement à partir du début des années 70 a fait pression sur la scène internationale pour maintenir les prix du pétrole suffisamment hauts afin de rentabiliser la production nationale des nombreux petits pétroliers américains.

Au niveau international, les grandes compagnies multinationales jouent un rôle considérable. Elles se sont constituées dès le début du XIXe siècle, et sont issues pour la plupart de l'industrie pétrolière américaine. Très vite, elles ont su intégrer l'ensemble des activités de la chaîne du pétrole pour en maîtriser le marché et s'étendre au monde entier afin d'assurer leurs ventes et leurs approvisionnements. Elles ont cherché à dominer la scène énergétique en se diversifiant dans les autres formes d'énergie primaire, le gaz naturel, le charbon et parfois l'uranium ou encore en investissant dans la production d'électricité. Leurs décisions stratégiques ont donc un impact très significatif sur les marchés énergétiques. Leur puissance financière considérable s'accroît encore aujourd'hui par le jeu des fusion-acquisitions. Elle leur permet, dans un contexte de mondialisation accélérée, de saisir les opportunités de la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité et de faire face aux risques de la concurrence et aux contraintes croissantes de l'environnement.

Les États qui sont pauvres en ressources d'hydrocarbures ont cherché à s'affranchir des sujétions politiques et économiques résultant de la puissance des grandes compagnies. À cette fin, des pays européens ont créé des sociétés publiques pour assurer dans une certaine mesure l'approvisionnement en pétrole et en gaz. Ainsi la France créa dès après la première guerre mondiale la Compagnie Française des Pétroles, qui deviendra Total, et, après la seconde guerre mondiale, la compagnie Elf. De même l'Italie créa l'ENI en 1953 et la Belgique Pétrofina. Ces compagnies ont lutté avec efficacité contre la domination du marché par les grandes compagnies pétrolières multinationales. Dans cet esprit ont été constituées des sociétés nationales de combustible nucléaire, Cogéma en France en 1976, BNFL au Royaume-Uni, JNFS au Japon, pour assurer les approvisionnements d'uranium naturel et s'affranchir des industries américaine et soviétique de l'enrichissement de l'uranium.

Les États riches en hydrocarbures mais non industrialisés, qui au départ avaient concédé l'exploitation de leurs gisements aux compagnies multinationales, ont, après plusieurs tentatives, pris le contrôle de leur production par des prises de participation ou des nationalisations. À cet effet, ils ont constitué des sociétés nationales, PEMEX au Mexique, Aramco en Arabie saoudite, NIOC en Iran, Sonatrach en Algérie, Pertamina en Indonésie, etc.

Certains d'entre eux se sont associés dans l'OPEP (voir chapitre 11), qui a fonctionné parfois en cartel, pour orienter le marché à leur profit. À terme, la politique de ces États,

surtout celle de l'Arabie saoudite, continuera de peser sur le marché du pétrole en raison de leurs énormes réserves, ce qui ne restera pas sans effet sur les substitutions interénergétiques.

Les États-Unis ont toujours joué un rôle prépondérant sur le marché de l'énergie : bien dotés en ressources de toutes les formes d'énergie primaire, ils ont été de grands exportateurs en ce domaine, et ont constitué des compagnies énergétiques puissantes par leurs finances et leurs technologies. Ils restent d'autant plus présents sur ce marché que leurs énormes besoins les rendent maintenant importateurs, de pétrole notamment. Ils interviennent donc au niveau politique, monétaire et même militaire pour la défense de leurs sources d'approvisionnement et des intérêts de leurs grandes compagnies.

Le marché international de l'énergie est ainsi soumis à des interactions multiples, de plus en plus complexes et fluctuantes à mesure de la mondialisation et des inquiétudes suscitées par les prévisions de changement climatique et par le déclin inéluctable des ressources en hydrocarbures. De ce fait, les prix des énergies primaires, en premier lieu ceux du pétrole, ne répondent pas uniquement aux théories économiques, soit qu'elles considèrent l'épuisement des ressources naturelles (règles de Hotelling), soit qu'elles se fondent sur une structure plus ou moins complexe du marché. Les décisions politiques, économiques et fiscales agissent et agiront constamment sur le marché de l'énergie du fait de son importance stratégique.

15.2. Notions élémentaires et terminologie

L'**équilibre du marché** d'une énergie est établi lorsque l'offre correspond à la demande. Il existe alors un prix d'équilibre du marché.

La **rente** d'un producteur est la différence entre le prix du marché et la somme des **coûts techniques** unitaires qu'il supporte pour assurer sa production. La rente peut donc varier significativement d'un producteur à l'autre. Plus les coûts de production sont faibles ou plus le prix est élevé, plus la rente est élevée.

Le marché d'une énergie donnée est dit **acheteur** ou encore **demandeur** lorsque l'offre est supérieure à la demande, c'est-à-dire lorsque les capacités de production ne sont pas saturées. L'acheteur peut alors orienter le prix à la baisse. Le marché est dit **vendeur**, ou **offreur**, dans le cas contraire.

Le **processus d'ajustement** d'un marché acheteur, caractérisé par un prix bas, consiste à réduire l'offre soit de façon volontaire de la part de certains producteurs se comportant en cartel, soit par la sortie du marché des producteurs dont la rente tend à s'annuler.

Le processus d'ajustement d'un marché vendeur, caractérisé par un prix élevé, consiste entre autres à réduire la demande au moyen de substitutions énergétiques ou d'économies d'énergie, ou à accroître l'offre par l'introduction sur le marché de producteurs dont la rente devient suffisante.

La mise en œuvre de ces processus est plus ou moins rapide. Elle dépend de l'ampleur des fluctuations de prix, des efforts entrepris de prospection de nouveaux gisements, de la disponibilité de technologies de substitution et des moyens financiers associés.

Le **marché spot** est un marché où les transactions sont relatives à une livraison bien déterminée, à un moment donné et à un prix fixé. Les ventes spot sont complémentaires des contrats à long terme : relatives à de petites quantités, elles permettent ponctuellement l'ajustement de la demande d'un consommateur, satisfaite pour l'essentiel par des contrats à long terme.

Le marché spot est souvent qualifié de marché libre puisqu'à chaque instant y joue la loi de l'offre et de la demande. Les compagnies internationales, les sociétés nationales des pays producteurs, des traders interviennent sur le marché spot.

Un **trader** est un négociant spécialisé, indépendant des producteurs et des grandes compagnies, qui passe des contrats d'achat et de vente en opérant sur le marché spot.

Le **prix F.O.B.** (*Free on board*) d'une cargaison est le prix au départ du port d'embarquement ne couvrant pas les frais de transport et d'assurance.

Le **prix C.I.F** (*Cost, Insurance, Freight*) est le prix d'une cargaison au port de débarquement incluant les frais de transport et d'assurance.

La **valeur *net-back*** d'une énergie primaire d'une provenance donnée se détermine à partir de la concurrence inter-énergétique au niveau de l'usage final avec d'autres formes d'énergies primaires qui lui sont substituables, ou encore à partir de la concurrence intra-énergétique avec la même énergie primaire mais d'une autre provenance. Par définition elle est la valeur théorique du prix F.O.B. de l'énergie considérée dont on cherche à évaluer la compétitivité à l'usage final ; elle s'obtient en retranchant du prix de l'énergie finale tous les coûts observés le long de la chaîne énergétique en remontant de l'usage final jusqu'au port d'embarquement du pays producteur : coût de raffinage s'il y a lieu, de transports et manipulations divers, d'assurance. Cette valeur *net-back* est à comparer avec le prix F.O.B. proposé sur le marché international pour juger de l'intérêt de l'achat de l'énergie en question.

En dehors des périodes de bouleversements du marché, les prix spot ont tendance à s'aligner sur les valeurs *net-back*.

Les **marchés à terme** du pétrole brut ou des produits pétroliers sont des marchés financiers dont les mécanismes de couverture permettent de limiter les risques de pertes liés aux fluctuations du marché du pétrole. Les opérateurs sont les traders, des banques, les sociétés internationales, des raffineurs. Les principaux marchés à terme sont le NYMEX (*New York Mercantile Exchange*), l'IPE de Londres (*International Petroleum Exchange*) et le SIMEX (*Singapour International Monetary Exchange*).

15.3. Marché du pétrole

15.3.1. Spécificités

L'industrie et le marché du pétrole se sont développés à partir des spécificités de cette ressource, qui se résument en quatre points.

1. Les spécificités de nature physique du pétrole permettent, grâce au raffinage, l'obtention de nombreux produits capables de répondre aux usages les plus variés de la consommation d'énergie, outre les usages quasi-captifs des transports routiers, maritimes

et aériens. Sa nature de liquide lui donne une flexibilité dans ses modes de transport que n'ont pas les autres combustibles fossiles.

2. Les spécificités d'ordre géologique et géographique du pétrole sont à l'origine d'une large diversité de l'offre. Les gisements, terrestres ou sous-marins, se distinguent par leur taille, leur configuration, les caractéristiques des roches, leur profondeur, leur accessibilité technique. Ces différents facteurs expliquent les grands écarts de coûts techniques d'exploration-production observés dans le monde.

Selon son origine, le pétrole d'un gisement donné possède des qualités variables qui conditionnent en partie sa valeur : sa densité ou encore son degré API, les bruts légers étant moins coûteux à raffiner, sa teneur en soufre, qui pénalise les bruts à haute teneur en cet élément.

La localisation géographique des réserves se singularise par une énorme concentration dans les pays du Moyen-Orient et dans des pays en développement, pour lesquels elles représentent une source importante, parfois essentielle, de revenus. Cette donnée ne laissera pas de créer des tensions internationales et de peser sur les prix quand se manifestera de façon sensible l'épuisement des réserves.

3. Les spécificités industrielles découlent de ce qui précède. La multiplicité des usages a conduit l'industrie du pétrole à maîtriser très tôt la distribution et la commercialisation des produits. De même, la diversité des qualités du pétrole brut l'oblige à complexifier l'industrie du raffinage pour lui permettre de s'adapter aux variations de la demande des divers produits et aux variations de l'approvisionnement de brut d'origines et de qualités différentes.

L'industrie pétrolière s'est donc développée dans un mouvement d'intégration verticale tout au long de la chaîne pour maîtriser les prix à l'amont comme à l'aval. Elle a pu procéder à une valorisation globale de la production de pétrole brut par la souplesse de ses installations de raffinage et celle de ses approvisionnements.

Les grandes sociétés pétrolières (EXXON, Shell, BP, Total, etc.) sont donc fortement organisées. Elles ont su s'adapter à la suite des nationalisations et des participations dans les pays producteurs. Elles reposent sur une assise internationale pour accroître leurs débouchés et bénéficier d'économies d'échelle importantes. Elles sont très capitalistiques en raison des lourds investissements dans l'exploration, la production, le transport, le raffinage et la distribution.

4. La spécificité stratégique du pétrole est une évidence : il est l'énergie dominante depuis le début des années 1960, il le sera encore pendant une partie du XXIe siècle.

Une des raisons à cela vient de sa capacité, grâce à sa flexibilité de transport et d'emploi, à assurer le bouclage du bilan énergétique à l'échelle mondiale. En cas d'une augmentation significative du taux de croissance économique, donc de consommation énergétique, le pétrole, mieux que les autres formes d'énergie, peut suivre la demande assez rapidement, son offre n'étant pas généralement saturée. Cette fonction de bouclage n'est pas sans amplifier les fluctuations du prix du brut, à la hausse comme à la baisse, selon les variations de la demande. Pour toutes ces raisons, le pétrole impose son prix comme **prix directeur** sur le marché de l'énergie. L'aspect stratégique du pétrole s'étend au monde de l'économie avec lequel il interagit fortement. Les bas prix du pétrole ont favorisé l'essor économique des pays industrialisés pendant les trente années qui ont suivi le deuxième conflit mondial. De trop fortes hausses du brut en revanche entraînent une inflation monétaire et deviennent un frein à la croissance économique.

15.3.2. Coûts techniques

Les coûts techniques relatifs aux divers maillons de la chaîne du pétrole présentent d'assez grandes disparités selon les sources d'approvisionnement et les techniques utilisées. Ils sont généralement exprimés en dollars par baril (il faut les multiplier par le facteur 7,33 pour les transformer en dollars par tonne).

Le **coût technique de production** est constitué :

– des coûts d'exploration, engagés pour la découverte et l'évaluation des gisements ;

– des coûts de développement, nécessaires à l'équipement des gisements pour en permettre l'exploitation ;

– des coûts d'exploitation.

À ces coûts, il faut ajouter les charges financières correspondantes.

La disparité des caractéristiques des gisements entraîne une très forte variation des coûts de production. Pour des gisements les plus facilement exploitables de l'Arabie saoudite, ce coût est inférieur à 1$ par baril ; dans les zones difficiles de la mer du Nord il peut atteindre plus de 15 $ par baril. La limite haute acceptable dépend évidemment du prix de marché du brut.

De cette disparité proviennent les rentes différentielles qui distinguent les zones de production. Elles s'établissent en rapport avec le prix du pétrole brut sur le marché international. Lorsque celui-ci est suffisamment haut, les gisements dont le coût de production est élevé peuvent alors être rentabilisés. Dans le cas contraire, faute de pouvoir dégager une rente différentielle, ils sont éliminés du marché. Bien que le prix du marché international réponde à d'autres considérations que les lois économiques de l'offre et de la demande, il n'en est pas moins vrai que la prise en compte des rentes différentielles a un effet régulateur.

Les coûts techniques de production, qui ont connu une tendance à la baisse depuis 1980, vont croître au fur et à mesure de l'épuisement des gisements facilement exploitables.

Le **coût du transport maritime** est représentatif de celui des transports pétroliers du fait que le commerce international du brut s'effectue essentiellement par voie maritime. Le transport par oléoduc n'est rentable que sur des distances relativement courtes. Dans le transport maritime on distingue :

– les frais fixes que sont les charges en capital du navire, l'entretien, les salaires de l'équipage, les frais généraux ;

– les frais propres à un voyage : les soutes (carburant et lubrifiant), les droits de port et de canaux, les charges d'assurance dans le cas d'une vente F.O.B.

Les frais fixes, qui représentent environ les trois quarts du coût du transport, dépendent essentiellement de la taille du navire. Les soutes constituent la majeure partie des frais de voyage ; elles dépendent évidemment de la distance, mais aussi de la vitesse.

Le coût d'un transport du golfe Arabo-Persique vers l'Europe avec un pétrolier de 250 000 tonnes, soit environ 2 dollars par baril, donne un bon ordre de grandeur.

Le **coût du raffinage** présente un éventail plus large, 3 à 4,5 dollars par baril. Il dépend en effet de la qualité du brut traité et de la complexité des conversions auxquelles il est soumis pour obtenir des produits légers. Il dépend aussi du rendement d'installations plus

ou moins récentes et de leur amortissement. La tendance est à l'augmentation de ce coût du fait que la part du brut lourd s'accroît dans l'approvisionnement et que la demande en produits légers est plus forte. Toutefois, des progrès techniques sous la pression du renforcement des normes d'émissions polluantes ont permis de réduire la dépense énergétique dans les raffineries.

Le **coût de la distribution et du stockage** relève de la structure et de l'importance du marché final de chaque pays consommateur, des conditions géographiques et économiques rencontrées. Il varie dans une large gamme, 5 à 8 dollars par baril.

La **valeur *net-back*** permet d'arbitrer à un moment donné entre le marché spot du brut et celui des produits pétroliers. Si la valeur *net-back* calculée de produits pétroliers est supérieure au prix du brut d'une livraison donnée, un acheteur a intérêt à acheter ce brut et le faire raffiner plutôt que d'acheter ces produits.

15.3.3. Évolution du marché et prix du pétrole

La création de l'OPEP en 1960 met fin à la baisse des cours du brut ; le prix affiché de l'*Arabian light* est stabilisé au niveau de 1,85 $ par baril (bl). Mais la forte demande et l'augmentation du coût technique de production tendent à la hausse, quand en octobre 1973 la guerre du Kippour donne à l'OPEP l'occasion de décider le quadruplement du prix affiché, qui passe à 11,65 $/bl.

La révolution iranienne provoque le deuxième choc pétrolier ; l'OPEP, en imposant un plafonnement à sa production, augmente fortement le prix du brut, jusqu'à près de 40 $/bl en 1981.

Cette hausse freine la croissance économique dans le monde, et corrélativement la demande de pétrole ; elle rentabilise les gisements situés aux États-Unis et ceux des grandes compagnies dans les pays non-OPEP ; elle favorise les programmes de substitution inter-énergétiques fondés sur le charbon et l'uranium. Le marché devient acheteur ; le marché spot s'amplifie au point de représenter 70 % des transactions en 1986, et oblige l'OPEP à fixer le prix du brut à 18 $/bl. Pendant une dizaine d'années les cours du brut oscillent entre 10 et 20 $/bl au gré des fluctuations de l'offre et de la demande, alors que les grandes compagnies poursuivent leur recherche de rentabilité par le progrès technique et par le biais d'économies d'échelle obtenues par des fusions-acquisitions.

Suscitée par la reprise économique, notamment en Asie, le prix du baril monte de 10 à 30 $ de la fin de 1999 au début de 2000, puis, en raison de la guerre en Irak et surtout de l'essor de la Chine, il s'élève jusqu'à 70 $/bl à la fin de 2005 pour descendre à environ 60 $ en décembre 2006. Bien que préoccupante, cette forte hausse n'a pas l'effet d'un choc pétrolier, car en monnaie réelle (voir figure 15.1) ce prix ne dépasse pas celui observé à la suite du second choc, et les économies occidentales sont moins dépendantes aujourd'hui de cette ressource, comme on le voit dans l'exemple de l'évolution du bilan énergétique en France (voir chapitre 11). Mais le dépassement de 100 $/bl début 2008 annonce la pérennité de prix très élevés.

Les coûts techniques de la chaîne du pétrole ne forment pas l'essentiel de la structure des produits pétroliers. Ceux-ci sont constitués principalement de redevances aux États producteurs et de taxes au profit des États importateurs.

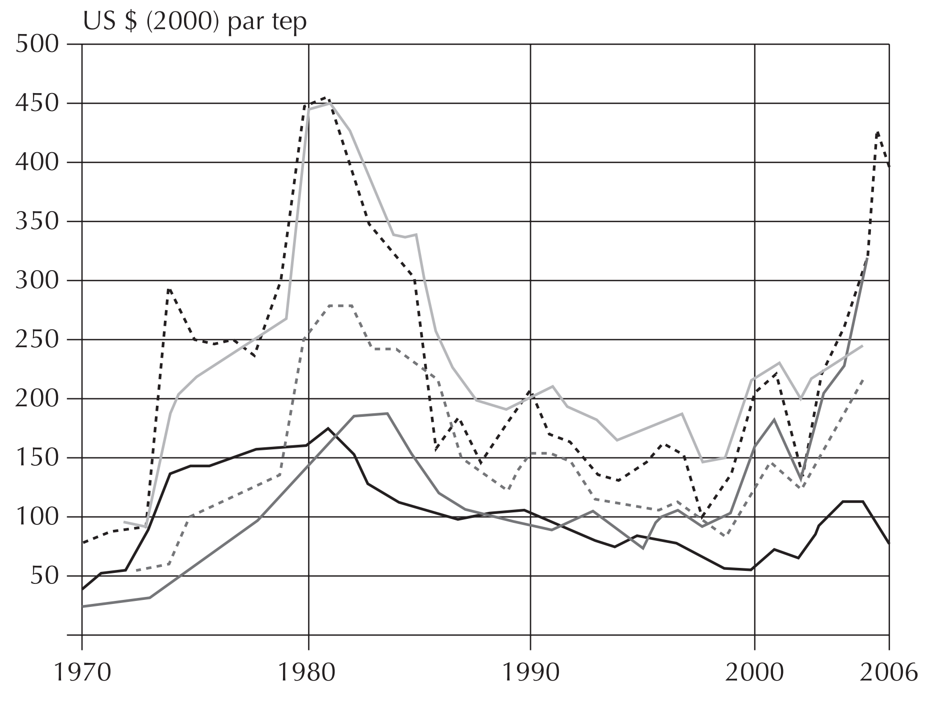


Figure 15.1. Prix des combustibles fossiles en monnaie réelle de 2000 (en US$ par tep) (source : *30 years of Energy Use in IEA Countries*, IEA, éd. 2004 ; *Key World Energy Statistics 2006*, IEA, éd. 2006).

15.4. Marché du gaz naturel

15.4.1. Spécificités

En tant qu'hydrocarbure, le gaz naturel est une énergie proche du pétrole par certains aspects techniques et par l'indexation de son prix à celui du brut. Toutefois le marché du gaz se singularise par quelques spécificités de cette ressource.

Les spécificités physiques sont majeures de ce point de vue. L'état gazeux confère au gaz naturel une densité énergétique mille fois plus faible que celle du pétrole, et entre autres avantages et inconvénients (voir chapitre 12), une infrastructure de transport très capitalistique.

Sa composition chimique, dans l'état où il est livré au consommateur, permet une combustion complète et propre, qui n'émet que du CO_2, qualité apparemment appréciable à l'égard de l'environnement. Toutefois, à l'échelle globale cet avantage se réduit considérablement et peut même disparaître : le méthane est 25 à 30 fois plus nocif que le CO_2 du

point de vue de l'effet de serre, et il suffit d'un taux de fuite dans l'atmosphère de 4 % de gaz naturel entre les puits de production et les brûleurs à l'utilisation finale pour que la chaîne du gaz naturel soit aussi dommageable à l'atmosphère que celle du charbon (voir paragraphe 8.2).

Les spécificités géologiques et géographiques rapprochent le marché du gaz de celui du pétrole. Mais sa composition assez variable en alcanes (voir chapitre 11) impose comme référence dans les transactions commerciales son contenu énergétique, exprimé en thermies (th) ou plus généralement en *British thermal unit* (Btu). Rappelons ici les équivalences :

$$1 \text{ Mbtu} = 293{,}2 \text{ kWh} = 252 \text{ th}$$

Par ailleurs, l'élimination des impuretés, le soufre notamment, ou l'extraction et la séparation des LGN (liquides de gaz naturel) nécessite des installations spécifiques au départ du gisement.

Comme pour le pétrole, la répartition géographique des gisements importants (Sibérie, Moyen-Orient, Afrique) ne coïncide pas en général avec celle des zones de consommation (Europe, Japon). Elle plus diversifiée que dans le cas du pétrole mais n'est pas sans poser de problèmes géopolitiques pour les échanges internationaux à longue distance.

Au niveau de l'utilisation finale, le gaz naturel présente par rapport aux autres énergies fossiles la particularité de n'avoir aucun usage captif. Ses qualités environnementales lui donnent depuis plusieurs années un avantage qui toutefois n'est pas suffisant pour le dispenser de se mesurer à la compétitivité du charbon et des produits pétroliers pour les usages thermiques dans les secteurs industriel et résidentiel et, pour la production d'électricité, celle du charbon et du nucléaire. Par conséquent, c'est la valeur *net-back* du gaz qui est le plus souvent prise en référence pour en établir le prix dans les négociations entre un producteur et une société gazière.

La rigidité particulière du marché du gaz provient de la difficulté de transport et de distribution de cette énergie et de la lourdeur des investissements nécessaires. Elle constitue un handicap à la pénétration du gaz dans les bilans énergétiques. Le marché ne s'est imposé que par la mise en place de réseaux de transport et de distribution, et s'est de ce fait organisé en monopole technique naturel. Mais pour respecter un optimum économique, il ne peut se développer que dans les districts où la densité de consommateurs est suffisamment élevée. Toujours en raison des difficultés de transport, il reste encore aujourd'hui presque entièrement cloisonné à l'intérieur de trois grandes zones d'échanges. L'importance des capitaux investis y impose souvent des contrats de nature particulière, du type *take-or-pay* à long terme (voir *infra*). Néanmoins on observe une tendance à la mondialisation progressive du marché du gaz naturel liquéfié.

15.4.2. Coûts techniques

Les coûts techniques de production, comme pour le pétrole, dépendent des caractéristiques géographiques du gisement (à terre ou en mer), de sa nature (gaz sec ou gaz associé) et de la composition du gaz (nécessitant une désulfuration ou l'extraction des LGN). Ils couvrent une gamme allant de 0,2 à 2 $/Mbtu pour les gisements à terre, et de 0,6 à 2,5 $/Mbtu pour les gisements en mer. Les coûts de production de gaz associés étant évidemment très faibles par rapport à ceux du gaz sec.

Le coût de transport par gazoduc inclut :

– les charges financières liées à la construction des canalisations et des stations de recompression, qui constituent environ 80 % du coût du transport, d'où l'importance capitalistique de cette activité ;

– les frais de surveillance et d'entretien des canalisations ; les frais d'entretien et de jouvence des stations de recompression ;

– le coût de l'énergie consommée.

Il varie selon le débit du gaz, la nature des terrains traversés et la qualité du gaz. Son ordre de grandeur est de 0,5 $/Mbtu par 1 000 km pour un gazoduc terrestre, et de 1,5 $/Mbtu par 1 000 km pour un gazoduc sous-marin.

Le coût de transport par méthanier comprend :

– les charges financières relatives à toutes les installations de la chaîne GNL ;

– les coûts d'exploitation et d'entretien des installations fixes de la chaîne ;

– le coût de l'énergie consommée à la liquéfaction et des pertes à la regazéification ;

– le coût d'exploitation et d'entretien des méthaniers, et le coût de l'énergie nécessaire à leur propulsion.

Les frais fixes de ce type de transport sont élevés, dus surtout aux investissements des installations terrestres et des méthaniers ; en raison d'économies d'échelle relatives à l'usine de liquéfaction et au terminal d'expédition, ils peuvent varier jusqu'à 30 %. Les frais variables dépendent notamment de la valorisation attribuée au gaz auto-consommé. L'ordre de grandeur du coût de la chaîne de transport GNL est : 2 $/Mbtu + 0,15 $/Mbtu par 1 000 km.

Le choix du mode de transport dépend essentiellement de la distance. Le transport par méthanier est rentable par rapport aux gazoducs terrestres à partir de distances situées autour de 5 500 km. Des progrès techniques concernant la chaîne GNL tendent à réduire cette distance d'équilibre à environ 4 500 km.

La sensibilité du coût complet d'approvisionnement aux coûts de transport est illustrée par l'estimation du coût du gaz importé en Europe : 1,8 $/Mbtu pour le gaz d'Algérie par gazoduc, 2,8 $/Mbtu pour le GNL algérien, 2,9 $/Mbtu pour le gaz norvégien (par gazoduc) et environ 3,7 $/Mbtu pour le gaz russe (par gazoduc).

Les coûts de distribution sont relatifs aux canalisations et aux stockages de modulation de la fourniture permettant de suivre les diverses variations de la demande. Ils sont très différents d'un pays à l'autre. Les coûts de stockage dépendent des opportunités offertes par la géologie ; ils sont de l'ordre de 0,20 à 0,30 $/Mbtu. Le coût de distribution à un client industriel est de l'ordre de 0,20 $/Mbtu. Celui relatif à un client domestique est fonction de la densité de population de la zone desservie ; il peut varier de 1,3 à 2,8 $/Mbtu.

15.4.3. Marché et prix du gaz naturel

Dans le monde, le marché du gaz naturel s'est développé essentiellement dans trois grandes zones délimitées par les contraintes de transport. Chacun d'elles se différencie par l'importance du gaz dans le bilan primaire, le niveau des prix et l'organisation industrielle.

La zone Amérique du Nord, du Canada au Mexique, est centrée sur les États-Unis où la pénétration du gaz dans le bilan primaire est de 24 % et où une part croissante des besoins (17 %) est couverte par des importations, surtout du Canada. Les prix pratiqués sont restés bas jusqu'en 1999 en raison de coûts techniques relativement peu élevés, un quart de la production américaine étant du gaz associé et les distances assez courtes. Le marché est resté longtemps fortement réglementé ; depuis la fin des années 70, il s'est progressivement libéralisé dans un contexte de forte concurrence et a permis une croissance importante de la demande (3 % par an depuis 1980) et la reprise de l'exploration. L'industrie gazière américaine est fragmentée en une multitude de petits producteurs et quelques grosses sociétés pétrolières.

La zone Europe au sens très large inclut l'Europe occidentale, l'Europe centrale et orientale, ainsi que la région productrice de l'Afrique du Nord. L'Europe occidentale se caractérise par une pénétration du gaz en forte croissance (15 % en 1980, 24 % en 2003), et par un large recours aux importations qui représentent 65 % des besoins. On y observe une grande disparité entre pays tant du point de vue de la pénétration du gaz que de la disponibilité en ressources. Le niveau des prix reste jusqu'en 1998 plus élevé qu'aux États-Unis à cause des coûts techniques de production et de transport plus importants et aussi d'une indexation plus rigide au prix du pétrole. Le marché du gaz dans l'Union européenne se libéralise grâce à une directive de Bruxelles adoptée en 1998. Dans beaucoup de pays l'État se désengage du monopole public de l'industrie gazière. La production de gaz en Europe de l'Ouest est partagée par plusieurs sociétés, Shell, EXXON, Statoil, Agip, Total, BP, etc. Les importations de l'Europe des 15 proviennent de Russie pour 47 %, de Norvège pour 26 % et d'Algérie pour 24 %. Dans l'Europe de l'Est, la Russie domine le marché du gaz : la pénétration du gaz y est de 52 %, elle exporte 33 % de sa production, surtout vers l'Europe.

La zone Asie et Pacifique se singularise par la forte demande du Japon et dans une moindre mesure, de la Corée du Sud, de Taïwan et de Singapour : ces pays doivent importer sous forme de GNL la quasi-totalité de leurs besoins. Au Japon la majeure partie de ce gaz est utilisée pour la production d'électricité, en raison des qualités environnementales de ce combustible. Les prix d'achat sont élevés, d'une part parce que les coûts de transport le sont, d'autre part parce que l'offre d'achat au prix fort est une garantie de la sécurité des approvisionnements. Ces derniers dans le cas du Japon proviennent d'Indonésie surtout, de Malaisie, d'Australie, de Brunei, d'Abou Dhabi et des États-Unis. Dans beaucoup de pays asiatiques en développement, la production de gaz est réservée à la consommation nationale.

Ce cloisonnement en trois zones pourrait se modifier parce que d'autres marchés se développent en Asie et en Amérique du Sud, et parce que commencent à apparaître des échanges spot de GNL entre l'Europe et l'Asie-Pacifique. À terme des projets nouveaux, des gazoducs russes par exemple, pourraient contribuer à satisfaire les besoins croissants de l'Extrême-Orient.

Les échanges internationaux représentent, en 2003, 27 % de la production commercialisée mondiale (contre seulement 13 % en 1985). Ce sont les échanges par méthaniers qui ont le taux de croissance annuel le plus élevé ; les principaux exportateurs de GNL sont l'Indonésie, l'Algérie, la Malaisie et l'Australie et les principaux importateurs le Japon, la Corée du Sud, l'Europe (Espagne, France, Italie).

Les contrats gaziers sont aujourd'hui pour la plupart du type dit de fourniture, relatifs à des gisements de moyenne ou grande taille. Ils portent sur une longue durée, 20 à 25 ans, et spécifient les quantités annuelles à enlever. En général, ils prévoient une clause ***take-or-pay***, qui oblige l'acheteur à enlever la quantité minimale indiquée sauf à payer ce qui n'a pas été enlevé. La clause *take-or-pay* s'impose, car le vendeur veut s'assurer d'amortir les capitaux importants investis dans les installations de transport.

Les clauses de fixation du prix de base et de l'**indexation** de ce prix ont parfois fait l'objet de difficiles négociations. Les sociétés gazières importatrices ont fait valoir la logique de la valorisation *net-back* à partir des substituts au gaz au niveau des usages finals. La référence le plus souvent adoptée est un panier de pétroles bruts et de produits pétroliers bien précis. Il est possible de réviser périodiquement le niveau et l'indexation des prix. Mais la référence choisie dépend des rapports de force entre producteurs et sociétés gazières. Si le marché est vendeur, l'indexation sera basée sur des combustibles à forte valorisation, surtout le pétrole brut ; si le marché est acheteur, elle s'orientera vers les combustibles à plus faible valorisation comme le charbon-vapeur ou le fioul lourd.

Les prix du gaz naturel diffèrent dans leur structure de ceux du pétrole : ils se composent pour une large part – environ 70 % – de coûts techniques, dont l'essentiel sont des frais fixes ; les prix du pétrole sont constitués, on l'a vu, principalement de redevances et de taxes. Étant donné les risques pesant sur les investissements en amont du producteur et les investissements en aval de la société importatrice, la formule négociée de l'indexation des prix permet un certain partage de la rente gazière entre les deux parties. Les évolutions des prix d'importation du gaz naturel suivent de façon plus ou moins lâche les grands mouvements des prix du pétrole du fait des formules d'indexation de la plupart des contrats. On constate sur la figure 15.1 une différence très sensible selon les trois grandes zones d'échange jusqu'en 1998. Depuis le début de 1999 les prix du gaz sont en forte hausse. Entre 1998 et 2005, le prix d'importation de 1 MBtu de gaz aux États-Unis, livré par gazoduc du Canada et du Mexique, s'élevait en moyenne annuelle de 1,91 à 7,95 $, alors que celui de GNL passait de 2,67 à 7,77 $. Dans les mêmes conditions, en moyenne dans l'Union européenne, le prix du gaz importé par gazoduc s'élevait de 2,34 à 5,63 $, alors que dans le cas du GNL le prix passait de 2,40 à 5,20 $. Au Japon, le prix du GNL accusait une hausse de 3,08 à 6,04 $ (*Natural Gas Market Review 2006*, AIE). De 2005 à 2007, la hausse générale des prix du gaz est de l'ordre de 25 %, moins forte toutefois que celle du pétrole. Dans le mouvement de libéralisation des marchés de l'énergie et de décloisonnement du marché du gaz, l'indexation des prix du gaz à ceux du pétrole et de ses dérivés pourrait s'atténuer.

15.5. Marché du charbon

15.5.1. Spécificités

Les spécificités physiques qui conditionnent le marché des combustibles minéraux solides sont au nombre de trois : leurs poids, leur diversité de composition et les nuisances qu'ils provoquent.

Leur poids rapporté à leur contenu énergétique, et surtout leur nature de solides, en rendent le transport et les transferts de charge plus difficiles et coûteux que ceux du pétrole.

Leur grande diversité de nature et de composition entraîne des différences marquées de leur pouvoir calorifique (voir chapitre 10) et de leurs résidus après combustion.

Les nuisances qu'ils provoquent sous l'aspect de poussières et d'émissions de gaz (CO_2, SO_2, NO_2) sont, malgré les progrès réalisés à la combustion, plus importantes que pour les hydrocarbures. Le plus souvent, les cendres produites nécessitent une gestion

particulière pour satisfaire aux contraintes d'environnement. La capture et le stockage du CO_2, qui donneraient à terme une importance renouvelée au marché du charbon, ne paraissent pas envisageables dans des conditions économiques, et à échelle significative, avant l'horizon 2030.

Plusieurs rigidités caractérisent le marché des combustibles minéraux solides.

La première vient de la difficulté de transport : les combustibles à faible pouvoir calorifique, comme la tourbe et le lignite, sont utilisés sur leur lieu d'extraction, essentiellement pour la production d'électricité. Seul le charbon mérite d'être transporté sur longue distance et fait l'objet d'un marché national et international. Mais la lourde infrastructure nécessaire a été l'un des obstacles à l'extension de son marché.

La seconde rigidité vient de la diversité des qualités de charbon. Les installations de combustion ont été conçues pour une qualité bien définie. C'est moins vrai pour les installations modernes. Cette contrainte technique n'a pas facilité la fluidité du marché. Les charbons sont difficilement substituables les uns aux autres. Seuls certains charbons bitumineux peuvent être utilisés pour la production de coke en sidérurgie ; c'est d'ailleurs le seul usage captif de ce marché. La spécificité des usages par catégories de qualité a compartimenté le marché, qui reste assez peu organisé comparé à celui du pétrole.

Un autre manque de flexibilité vient de ce que la production dans les mines souterraines reste une activité de main d'œuvre malgré les gains de productivité obtenus par la mécanisation. Dans ces conditions, l'adaptation aux fluctuations du marché ne se fait pas aisément, d'autant que souvent le coût de cette main d'œuvre ne permet pas de rentabiliser la production au niveau des prix internationaux. Certaines mines étant de ce fait subventionnées, la tendance est d'en réduire la production.

15.5.2. Coûts techniques

La structure des coûts techniques de la chaîne charbonnière est simple ; elle ne comprend que les coûts d'extraction et ceux de transport. Ils sont exprimés en dollars par tonne.

Les coûts d'extraction, incluant les coûts d'évaluation des gisements, dépendent de la nature de l'exploitation (mine à ciel ouvert ou mine souterraine), de la modernisation des installations et du coût local de la main d'œuvre, surtout pour les mines souterraines. Ils varient donc assez largement. Les plus faibles (10 $/t) sont relatifs aux mines à ciel ouvert très mécanisées de l'ouest américain ou aux mines souterraines d'Afrique du Sud, d'Inde ou de la Chine, où la main d'œuvre est bon marché. Ils peuvent atteindre plus de 30 $/t sur la côte est des États-Unis. En Europe, ils se situent au niveau de 150 $/t en raison du coût élevé de la main d'œuvre. Il faut ajouter le coût de la préparation du charbon (lavage, calibration, etc.) qui n'est que de 1 à 4 $/t selon la qualité recherchée.

Les coûts de transport de la mine jusqu'au port d'embarquement dépendent des moyens utilisés, fluviaux ou ferrés, et des distances parcourues. En Europe, le transport par rail coûte environ 10 $/t pour 100 km et 20 $/t pour 500 km.

Le coût de transport maritime a une structure analogue à celui relatif au pétrole. Il varie selon les capacités des installations portuaires, et, dépendantes de ces dernières, selon la taille des navires minéraliers. Les charges portuaires de manutention se situent entre 2 et 4 $/t. Le coût du transport maritime est à la baisse grâce à la mise en service de bateaux nouveaux de plus grande taille et de terminaux de chargement géants. Le coût de transport de port à port pour l'Europe est environ aujourd'hui de 5 $/t pour un charbon de la côte

est des États-Unis, de Colombie ou d'Afrique du Sud, et de 12 $/t pour un charbon de l'Australie ou de la côte ouest des États-Unis.

15.5.3. Marché et prix du charbon

Le marché du charbon s'est d'abord développé à l'échelle nationale et même locale, étant donné les coûts élevés de transport, fluvial ou ferré. Les échanges internationaux prennent de l'importance à partir des années 1950 à la faveur de la demande de charbon à coke pour les sidérurgies européennes et japonaises. Jusqu'alors le commerce du charbon était régional, Amérique du Nord, URSS, Europe de l'Ouest.

La place du charbon vapeur s'est trouvée mise en cause dans les années 1960 par la pénétration du fioul dans tous les usages thermiques. De plus, en Europe de l'ouest, le charbon, extrait de mines souterraines, n'est plus compétitif vis-à-vis du charbon importé. Les États doivent soit planifier une récession de cette activité soit en subventionner la production.

Les chocs pétroliers entraînent un retour au charbon, mais il s'agit surtout de charbon importé. Le marché international du charbon vapeur se développe, orienté principalement vers la production d'électricité (70 %), et aussi vers l'industrie du ciment. À cause de l'amélioration des technologies et la baisse de l'activité sidérurgique dans le monde, le marché du charbon à coke voit sa croissance baisser par rapport à celle du charbon vapeur. Les échanges de charbon vapeur, qui en 1985 égalaient ceux du charbon à coke, les dépassent en 2003 de près de 160 %.

Le commerce international du charbon s'effectue surtout par voie maritime et reste modeste par rapport à la production mondiale, dont il ne représente aujourd'hui que 15 %, mais 38 % s'agissant du charbon à coke. Toutefois, les échanges totaux progressent plus vite que la production. On n'observe pas de cloisonnement du marché international du charbon bien que l'on distingue deux grandes zones, l'une atlantique, l'autre pacifique. Celles-ci peuvent devenir épisodiquement étanches sous l'effet de l'augmentation des prix du fret en bateaux vraquiers (voir chapitre 12).

Le marché du charbon a toujours été établi sur des bases libérales par des contrats de long terme directement entre producteur et consommateur.

Il s'établit à partir de deux grandes zones importatrices : l'Europe de l'Ouest et l'Asie du Pacifique. Les pays exportateurs sont essentiellement l'Australie, l'Afrique du Sud et les États-Unis pour le charbon vapeur, la Chine, l'Australie, les États-Unis et le Canada pour le charbon à coke. De nouveaux pays viennent diversifier l'offre : la Colombie, le Venezuela, l'Indonésie.

Le prix du charbon vapeur a subi une augmentation concomitante aux chocs pétroliers par effet d'entraînement des prix du pétrole mais aussi à cause d'une réaction opportuniste de certaines compagnies de chemin de fer. Depuis 1981 il est progressivement descendu aux environs de 35 $/t, comme on le déduit de la figure 15.1. Il est reparti à la hausse jusqu'à 80 dollars (prix CIF à Anvers) mi-2004 faute d'une flotte minéralière suffisante, puis est redescendu à 58 $/t en janvier 2006 grâce à la mise à disposition de nouveaux minéraliers, ce qui met en évidence l'incidence considérable du transport dans la constitution des prix du charbon. À mi-2007, on observe une hausse de l'ordre de 10 % des prix du charbon, nettement plus faible que celle des hydrocarbures à la même époque.

15.6. Marché de l'uranium

15.6.1. Spécificités

Les spécificités physiques de l'uranium naturel et celles de son utilisation diffèrent très notablement de celles des combustibles fossiles, et par conséquent son marché revêt un tout autre aspect.

La forte densité énergétique de cette matière (1 tonne d'uranium équivaut à environ 10 000 tep) et la concentration sur place du minerai font que le transport de l'uranium naturel ainsi que son stockage ne présentent aucune difficulté.

Les gisements exploitables sont plus également répartis que ceux des hydrocarbures et surtout d'importantes réserves sont situées dans des pays politiquement stables. Même si les grands gisements se trouvent dans un petit nombre de pays (Australie, Canada, Kazakhstan), il n'en résulte toutefois aucun risque de rupture d'approvisionnement du fait de la diversité d'autres centres de production effectifs ou potentiels, y compris dans beaucoup de pays utilisant l'énergie nucléaire. Le marché de l'uranium est donc peu susceptible de subir des perturbations géopolitiques.

L'utilisation de l'uranium est spécifique. Cette matière ne peut produire que de l'électricité ou de la chaleur grâce à un réacteur nucléaire approprié. C'est ainsi qu'il entre en compétition avec le charbon et le gaz naturel. La compétitivité comparée de ces énergies primaires est examinée au chapitre 22. Il ne s'agit ici que du marché de l'uranium naturel résultant des échanges commerciaux entre les producteurs ou les traders et les utilisateurs que sont les compagnies d'électricité.

Des contraintes spécifiques pèsent sur le marché de l'uranium en raison de certains aspects particuliers de l'énergie nucléaire. D'abord, cette forme d'énergie est très capitalistique. Il est vrai que le gaz naturel ne l'est pas moins si l'on considère l'ensemble de la chaîne énergétique, mais dans ce cas le poids du financement est supporté principalement par les fournisseurs de gaz alors que dans le cas nucléaire il l'est par la compagnie d'électricité, ce qui est considéré comme un inconvénient dans le contexte de la libéralisation du marché de l'électricité et de la privatisation de certaines compagnies. Ensuite, l'arrêt du programme nucléaire de certains pays du fait de l'opposition de leur opinion publique réduit d'autant les perspectives du marché de l'uranium.

15.6.2. Coûts techniques

Le coût de production de l'uranium comprend à la fois celui de l'extraction minière et celui du traitement du minerai dans l'usine de concentration. Il se détaille ainsi :

– le coût du capital, comportant les amortissements des investissements de la mine et de l'usine et les coûts financiers ;

– le coût opératoire, incluant les frais de main d'œuvre, ceux relatifs aux produits consommables, à l'énergie, à la logistique et à la gestion de l'environnement ;

– le coût complémentaire, qui regroupe la part des dépenses de prospection imputée à l'exploitation, et les provisions nécessaires à la restitution du site après l'arrêt de la production.

Le coût technique de production de l'uranium naturel dépend surtout du type d'extraction minière, de la teneur du minerai en uranium et de la nature de celui-ci, et enfin de la taille de l'exploitation et de sa situation géographique.

Selon le type d'extraction, le coût de production (pour une teneur de référence de 0,5 % en masse) passe de 1 pour la lixiviation *in situ* à 1,4 pour les mines à ciel ouvert et à 2,1 pour les mines souterraines. Ces écarts se réduisent pour des teneurs plus faibles.

Selon la teneur, la variation est sensible sans être proportionnelle. Pour un niveau de coût de 1 relatif à une teneur de 0,18 %, on obtient les niveaux de 0,75, 0,50 et 0,40 pour les teneurs respectives de 0,3 %, 1 % et 3 %. Pour des teneurs plus fortes, l'effet est beaucoup moins sensible en raison des dépenses supplémentaires imposées par la radioprotection et le traitement des résidus.

L'effet d'échelle est important : quand le niveau de production augmente, par exemple d'un facteur 2,4 (passant de 1 500 t/an à 3 600 t/an), le coût de production baisse de 40 % environ.

S'agissant d'un site donné, le coût de production dépend essentiellement de trois paramètres d'exploitation : la durée de vie prévisible de l'exploitation, la cadence de production et la teneur de coupure. Il est révisé en permanence, car ces paramètres, notamment la teneur de coupure, doivent tenir compte des conditions de marché du moment.

15.6.3. Évolution du marché et des prix de l'uranium

Dès les débuts de l'exploitation commerciale de l'énergie nucléaire jusqu'à environ 1990, la production d'uranium a largement dépassé les besoins commerciaux (voir figure 15.2). La raison en a été les besoins militaires, puis, après le contre-choc pétrolier et l'accident de Tchernobyl, la diminution ou l'abandon de plusieurs programmes nucléaires civils. Cette surproduction a créé un stock d'uranium important potentiellement disponible pour un usage commercial.

Les excédents d'uranium ont commencé d'être mis en vente dès 1985 ; la baisse de la production, déjà sensible en 1980, s'est accentuée à partir de 1987. Puis, en 1990, les pays de l'ex-URSS ont écoulé à bas prix une part de leur production sur le marché occidental, qui s'en est trouvé perturbé. Dans ce contexte de marché déprimé, de nombreuses mines d'uranium ont été fermées, des projets n'ont pas été réalisés, si bien que depuis 1993 la production mondiale d'uranium se situe à environ la moitié des besoins annuels, qui, eux, ont continué de croître.

Depuis lors, une partie significative des besoins commerciaux peuvent être satisfaits par des sources secondaires. Il s'agit des stocks d'uranium naturel et d'uranium enrichi, qu'ils soient d'origine civile ou militaire, notamment un potentiel important constitué d'uranium hautement enrichi provenant de l'ex-URSS (500 t) et des États-Unis (174 t) ; il s'agit aussi d'uranium de retraitement, mais surtout de plutonium de retraitement ou de surplus militaires, utilisé sous forme de combustible MOX (voir chapitre 33) ; et enfin, d'uranium provenant du ré-enrichissement d'uranium appauvri issu d'usines d'enrichissement.

Les prix de l'uranium sur le marché international sont en général exprimés en dollar par livre d'oxyde U_3O_8. On utilise aussi dans les publications le dollar par kilogramme d'uranium métal, avec l'équivalence :

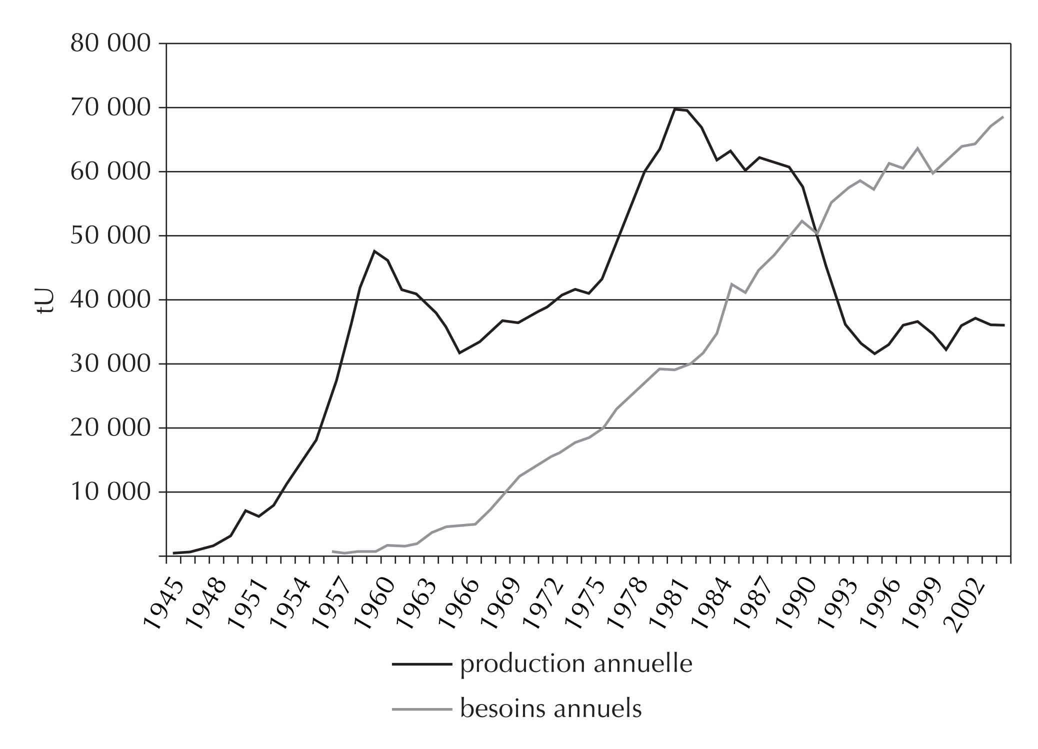


Figure 15.2. Production et besoins annuels d'uranium naturel (source : Uranium 2005-Resources, *Production and Demand*, AEN-AIEA, éd. 2006).

$$1 \text{ \$/lbU}_3\text{O}_8 = 2{,}6 \text{ \$/kgU}$$

Les prix de contrat à terme concernent la plus grande partie des quantités échangées, et sont donc les plus significatifs. Ils sont relativement mal connus en raison du caractère confidentiel des clauses contractuelles.

Les prix spot traduisent essentiellement les tendances conjoncturelles, et de ce fait sont nettement plus volatiles que ceux du marché à long terme, mais ils ont une influence indirecte sur les prix de contrat. Ils sont connus par la cotation NUEXCO donnée par Trade Tech ou par la cotation NUKEM.

La surproduction d'uranium, associée à la mise à disposition des sources secondaires, a provoqué une chute des prix de l'uranium dès le début des années 1980. La vente des excédents a modifié la structure du marché. La durée des nouveaux contrats à long terme s'est trouvée réduite à moins de 10 ans. Surtout les transactions sur le marché spot ont fortement augmenté : de 10 %, elles ont représenté jusqu'à 30 % du marché en 1990.

Les prix spot se sont envolé, après 1973 à l'annonce d'importants programmes électronucléaires (44 $/lbU_3O_8$ en 1978), puis ont chuté en raison des déstockages et ont continué de décroître jusqu'à 6,40 $/lbU_3O_8$ en janvier 2001 (voir figure 15.3). Ils ont rebondi pour atteindre 33,5 $/lbU_3O_8$ (87,10 $/kgU) en novembre 2005 ; cette brusque hausse traduit la perspective de la fin des stocks et du déséquilibre structurel entre la production minière et la demande. Depuis, la hausse s'est très fortement accentuée à l'annonce d'un renouveau de l'électronucléaire dans le monde, les prix spot passant à 73 $/lb U_3O_8$ en octobre 2007, atteignant 92 $/lb U_3O_8$ en novembre pour revenir à 73 $/lb U_3O_8$ en février 2008.

Les prix de contrat ont subi aussi depuis 1980 une baisse, mais plus lente et régulière avec un retard de un à deux ans sur les prix spot. Ils remontent légèrement depuis 2003.

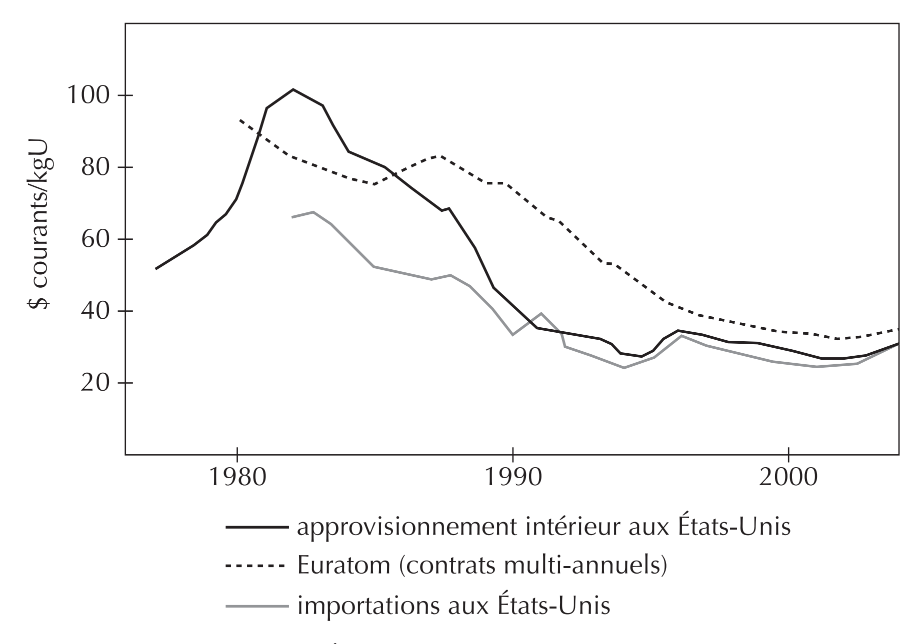


Figure 15.3. Évolution des prix de l'uranium naturel
(source : *Uranium 2001-Resources, Production and Demand*, AEN-AIEA, éd. 2002 et *Uranium 2005-Resources, Production and Demand*, AEN-AIEA, éd. 2006).

16 Indicateurs énergétiques

La façon dont l'énergie est utilisée, dont elle irrigue l'économie, n'a cessé d'évoluer au sein d'un pays, et de plus présente une grande diversité d'un pays à l'autre. Ces différentes situations, et leur évolution, se décrivent à l'aide de quelques indicateurs qui permettent les comparaisons, montrent les tendances, et de façon générale facilitent les explications nécessaires à la compréhension de la scène énergétique : réserves locales, développement et structure de l'économie, climat, politique de l'énergie et de l'environnement.

Les indicateurs se rapportent aux grands facteurs qui déterminent la demande d'énergie (population, activité économique), ou qui en découlent (émissions polluantes).

16.1. Consommation d'énergie par habitant

La consommation d'énergie par habitant se définit diversement selon le sens que l'on donne au mot énergie : énergie primaire ou énergie finale, énergie commerciale ou énergie totale.

En ce qui concerne les pays industrialisés, où la consommation d'énergie non-commerciale est relativement faible, on peut estimer satisfaisant de se référer à l'énergie primaire commerciale surtout s'il s'agit de suivre l'évolution du paramètre au sein du même pays. Mais dans le cas de pays en développement cette référence introduit un biais dans les comparaisons internationales du fait que deux milliards d'hommes dans le monde n'ont pas accès à ce type d'énergie. Malgré les difficultés de les établir, les statistiques de l'AIE permettent d'atteindre la consommation finale totale par habitant, qui est la plus pertinente et qui est utilisée dans ce qui suit.

Le tableau 16.1 montre des écarts considérables. On constate un rapport d'au moins 20 entre l'Amérique du Nord et l'Afrique (26 avec les États-Unis). Les extrêmes sont impressionnants : au Qatar 12 tep/h ; en Éthiopie, 0,02 tep/h, pays comparables par le climat. Cette disparité due aux différences de développement est mise aussi en évidence par l'examen de l'intensité énergétique.

Tableau 16.1. Indicateurs de consommation d'énergie et d'électricité (source : *Bilans énergétiques*, AIE, éd. 2004 et *Informations sur l'énergie*, CEA, éd. 2005).

	Consommations finales			
	d'énergie par habitant (kep/hab)	**d'énergie par unité de PIB** (kep/1000 $ 1995)	**d'électricité par habitant** (kep/hab)	**d'électricité par unité de PIB** (kep/1000 $ 1995)
Amérique du Nord	**4 391**	**170**	**856**	**33**
dont États-Unis	5 416	169	1 050	33
Amérique latine	**665**	**110**	**127**	**21**
dont Brésil	688	103	155	23
Union européenne 25	**2 599**	**124**	**479**	**23**
dont France	2 776	117	552	23
Ex-URSS	**2 118**	**398**	**275**	**52**
Moyen-Orient	**1 692**	**285**	**206**	**35**
Afrique	**209**	**104**	**39**	**20**
Asie	**340**	**102**	**61**	**18**
dont Chine	475	113	87	21
Inde	168	71	33	14
Pacifique OCDE	**2 928**	**134**	**649**	**30**
Autres pays	**253**	**34**	**232**	**32**
Total monde	**984**	**140**	**184**	**26**
dont OCDE	3 123	141	635	29

16.2. Élasticité énergétique

L'**élasticité énergétique** est l'un des indicateurs de la relation entre énergie et économie. Elle se définit comme le rapport du taux de croissance de la consommation d'énergie primaire au taux de croissance de l'activité économique d'un pays, exprimée par la valeur monétaire du produit intérieur brut (PIB).

Dans un pays donné, afin de suivre l'évolution de ce paramètre, l'unité monétaire nationale est exprimée en termes réels, c'est-à-dire en monnaie constante définie par sa valeur observée au cours de l'année choisie comme référence. S'il s'agit de comparaisons entre plusieurs pays, il devient nécessaire d'exprimer le PIB en dollars d'une année de référence, malgré toutes les approximations que cela entraîne.

Sur la période 1960-1973, l'élasticité énergétique de beaucoup de pays industrialisés (États-Unis, Japon, Allemagne fédérale, France) est restée quasiment constante à une valeur très proche de 1. Toutefois cet indicateur valait 1,6 pour l'Italie et les Pays-Bas, et seulement 0,8 pour le Royaume-Uni.

Ce parallélisme entre croissance énergétique et croissance économique s'est trouvé bouleversé par les crises énergétiques de 1973 et 1979-80 : les facteurs agissant dans la relation entre énergie et économie ont subi des évolutions significatives : la structure du PIB, celle des prix, le comportement des consommateurs, le choix des sources énergétiques et des technologies à usage énergétique.

Les deux crises énergétiques ont été suivies d'une période de retour à un certain équilibre des économies. Chacune de ces périodes s'est caractérisée par une valeur à peu près constante de l'élasticité énergétique, valeur qui en général dans les pays a diminué d'une période à l'autre. Les valeurs figurant dans le tableau 16.2 sont élaborées à partir des nouvelles bases statistiques de l'OCDE et de ses nouvelles équivalences énergétiques (voir tableau 9.1), si bien qu'on ne retrouve plus les valeurs de l'élasticité calculées à la fin des années 1970.

L'élasticité énergétique n'est pas un indicateur prédictif aussi intéressant que l'on ne pensait, car elle ne reste constante que sur une période relativement courte. Toutefois sa variation est la meilleure illustration du découplage entre consommation d'énergie et croissance économique, et de l'utilisation améliorée de l'énergie.

Tableau 16.2. Évolution de l'élasticité énergie-PIB (source : statistiques diverses de l'OCDE).

Pays	Élasticité énergie-PIB		
	1960-1973	1975-1979	1985-1990
États-Unis	1,05	0,79	0,50
France	1,17	1,12	0,66
Allemagne féd.	1,12	1,14	0,20
Royaume-Uni	0,77	0,75	0,21
Japon	1,15	0,74	0,78
OCDE	1,06	0,87	0,56

16.3. Intensité énergétique

L'**intensité énergétique** est le rapport, observé au cours d'une année donnée, entre la quantité d'énergie consommée dans un pays et le produit intérieur brut. Elle se mesure en général en tonnes équivalent pétrole nécessaires pour produire 1 000 unités monétaires de PIB, exprimées dans la monnaie d'une année de référence (donc en monnaie réelle).

On considère l'intensité énergétique primaire ou l'intensité énergétique finale selon que l'on se réfère à la consommation d'énergie primaire ou à celle d'énergie finale. C'est évidemment l'intensité énergétique finale qui est prise en compte dans les analyses sectorielles.

L'intensité énergétique est l'indicateur global le plus pertinent pour évaluer le rôle de l'énergie dans l'économie d'un pays (ou d'un secteur) et pour analyser avec quelle efficacité elle y est utilisée. Toutefois l'interprétation de cet indicateur est complexe : il dépend à la fois de la structure du système énergétique, de celle du système de production du pays ou secteur considéré, et, pour chacun de ces deux systèmes, des choix technologiques qui y sont effectués et des comportements des consommateurs qui s'y manifestent. On mesure l'importance des changements structurels de l'économie quand on sait que les services exigent sept fois moins d'énergie par unité de valeur ajoutée que l'industrie.

L'évolution de l'intensité énergétique en France se manifeste par une baisse de sa composante primaire de 0,2 % par an en moyenne depuis 1982 et de 0,9 % pour sa composante finale (voir figure 16.1). Comme dans d'autres pays industriels (voir figure 16.2), cela

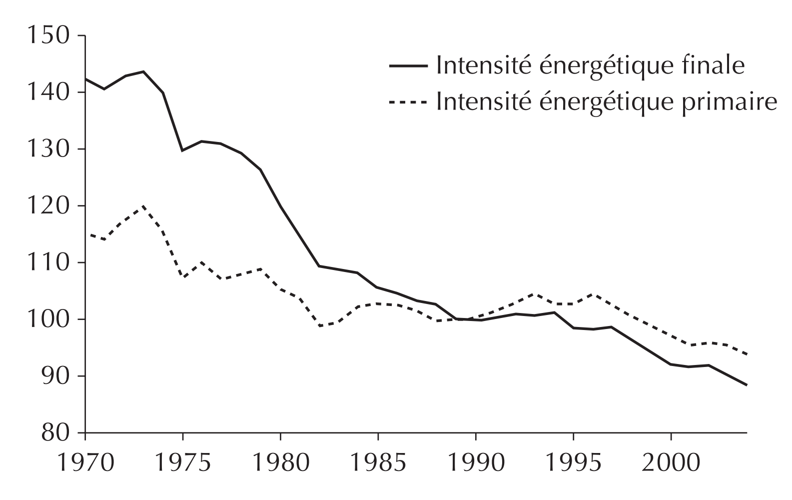


Figure 16.1. Évolution de l'intensité énergétique primaire et finale corrigée du climat en France (indice base 100 en 1990) (source : Observatoire de l'énergie).

s'explique par trois facteurs : les changements structurels provoqués par la tertiarisation de l'économie, la hausse des prix de l'énergie ayant incité les consommateurs à faire des économies et les mesures incitatives prises pour réduire la consommation.

L'effet structurel en France est mis en évidence par la figure 16.3. Il a été prépondérant : progression des branches moins spécifiquement consommatrices en énergie au détriment de celles qui le sont beaucoup plus, sidérurgie notamment, mais les progrès technologiques ont

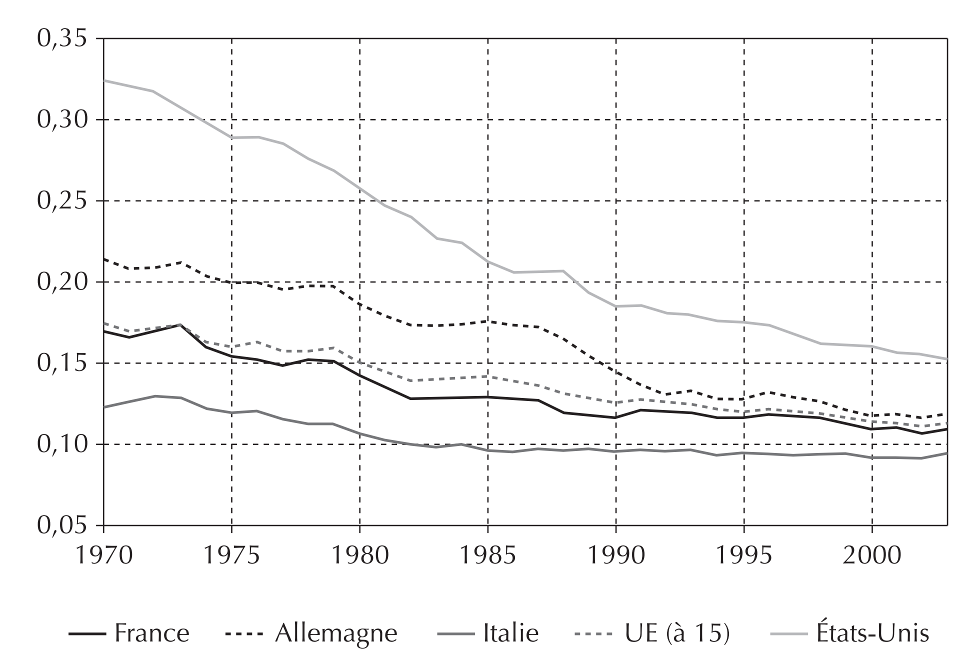


Figure 16.2. Intensité énergétique finale de quelques pays de l'UE et des États-Unis (en tep par millier de US$ 2000 et en parité de pouvoir d'achat) (source : *Les bilans de l'énergie 1970-2004*. Observatoire de l'énergie, éd. 2005).

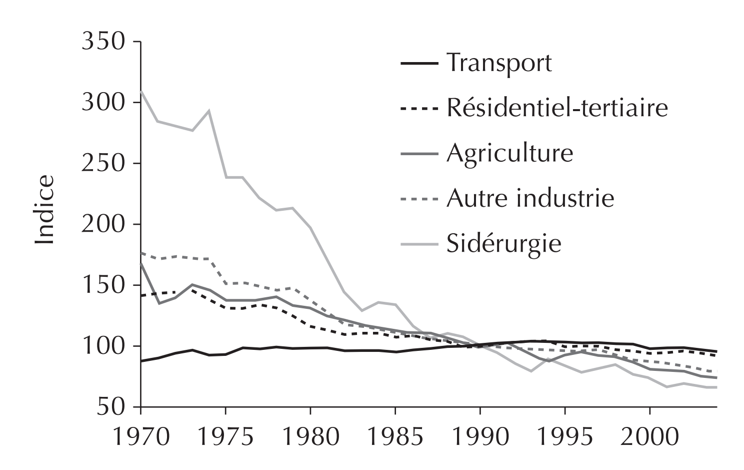


Figure 16.3. Évolution de l'intensité énergétique corrigée du climat des principaux secteurs consommateurs d'énergie en France (indice base 100 en 1990) (source : Observatoire de l'énergie).

été aussi très significatifs. L'intensité énergétique dans l'industrie, surtout dans la sidérurgie, a baissé de façon spectaculaire de 1970 à 1982, puis de 35 % de 1982 à 2004. Dans le secteur résidentiel et tertiaire l'amélioration constatée de 1994 à 2000 (baisse de 1,8 % par an) semble se ralentir. Dans le secteur des transports, l'intensité énergétique a crû régulièrement jusqu'en 2000, puis régressé légèrement pour les raisons données au chapitre 14.

On constate des disparités importantes dans la valeur de l'intensité énergétiques entre les pays de l'OCDE : elle est supérieure de 50 % aux États-Unis par rapport à l'Europe occidentale. En revanche, sa décroissance est à peu près la même depuis 1973 dans les pays de l'OCDE : 30 % au Japon, 34 % aux États-Unis et dans l'Europe de l'Ouest. Les disparités sont encore plus importantes si l'on considère l'ensemble du monde en se reportant au tableau 16.1. L'écart est de 2,4 entre les États-Unis et l'Inde.

La figure 16.3 met en évidence la convergence des intensités énergétiques nationales, mais aussi une diminution de leur taux de décroissance semblant traduire une tendance asymptotique. Dans l'avenir il apparaît que la réduction de l'intensité énergétique sera loin de compenser l'augmentation prévisible de la consommation d'énergie.

Le Conseil mondial de l'énergie (CME) évalue à 1,5 % en moyenne dans le monde depuis 1990 la décroissance de l'intensité énergétique primaire. Notamment la Chine, qui avait en 1980 le niveau le plus élevé de cette intensité, l'a baissé quatre fois plus vite que le reste du monde pour se situer aujourd'hui dans la moyenne. Le CME estime que hors changements de structure de l'économie la réduction d'intensité énergétique se limiterait seulement à 1,1 % par an. Cette remarque fait apparaître la nécessité d'un indicateur éliminant cet effet structurel.

16.4. Indice d'efficacité énergétique

L'**indice d'efficacité énergétique** cherche à rendre compte des efforts accomplis pour améliorer les performances énergétiques d'un secteur ou d'un pays indépendamment de facteurs non spécifiques du système énergétique comme le climat, le changement de

structure ou le comportement des utilisateurs. Alors que l'intensité énergétique repose sur le paramètre macro-économique qu'est la valeur ajoutée d'un secteur ou le PIB d'un pays, l'indice d'efficacité énergétique est établi à partir d'indicateurs techniques, mesurés en unités physiques, tels que ceux donnés en exemple dans le chapitre 14. Il s'agit de kep par tonne de produits comme l'acier ou le ciment, de litres de carburant par km ou par tonne-km, de kWh de chauffage par m^2, de kWh par employé dans les services ou encore les consommations unitaires des appareils électroménagers.

La base de données Odyssée de l'Union européenne réunit 200 indicateurs d'efficacité (et de CO_2) et en enregistre les évolutions. Ces indicateurs sont répartis selon 26 sous-secteurs, dont 9 pour l'industrie, 9 pour les ménages, 7 pour les transports et 1 pour les services ; ils sont pondérés du poids de chacun d'eux dans la consommation d'énergie du secteur. Une amélioration de l'efficacité énergétique se traduit par une diminution de l'indice.

Ainsi mesurée, l'efficacité énergétique de la France s'est améliorée de 11 % dans la période 1990-2002 grâce aux progrès réalisés dans l'industrie (16 %), les services (11 %), les transports (9 %) et les ménages (7 %).

16.5. Taux d'indépendance énergétique

Le taux d'indépendance énergétique d'un pays se définit au niveau de l'énergie primaire : il est le rapport de la production à la consommation. Il est considéré soit globalement, soit par forme d'énergie primaire.

La figure 16.4 illustre le cas de la France. Le taux global se situe autour de 50 % depuis 1987. On observe la quasi-disparition des productions d'énergies fossiles, mais

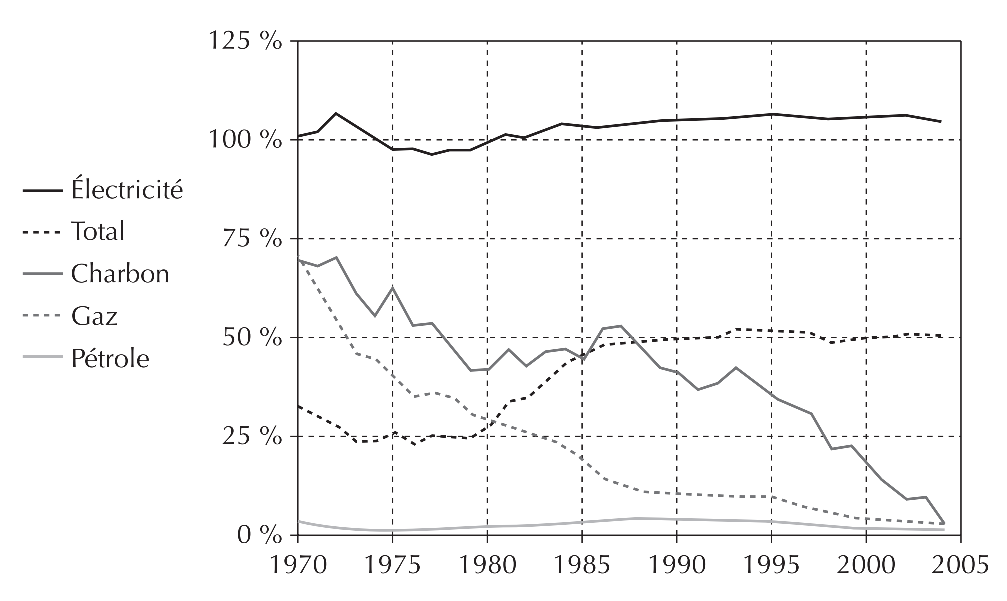


Figure 16.4. Taux d'indépendance énergétique en France (source : *Les bilans de l'énergie 1970-2004*, Observatoire de l'énergie, éd. 2005).

l'importance de la production d'électricité primaire (nucléaire et hydraulique). L'évaluation des taux d'indépendance en 2004 est immédiate à partir du tableau 9.2.

16.5.1. Indépendance énergétique nucléaire

Un problème de principe se pose à propos de l'électricité nucléaire produite sur le territoire national et considérée comme énergie primaire. Son combustible s'obtient par l'extraction de l'uranium et par une suite de processus industriels. Doit-on la considérer comme énergie primaire nationale si tout ou partie de l'uranium nécessaire est importé ? Y a-t-il lieu de parler d'indépendance énergétique dans ce cas alors qu'un maillon de l'approvisionnement est partiellement manquant ?

Les spécificités de cette forme d'énergie et celles du marché de l'uranium répondent à la question.

La diversité des sources et la facilité de transport, comme on l'a vu aux chapitres 10 et 12, rendent improbables une rupture d'approvisionnement d'uranium.

Dans de nombreux pays, comme la France, il existe des réserves d'uranium sur le territoire national qui ne sont pas ou ne sont plus exploitées en raison du faible prix de cette matière sur le marché international, mais qui seraient mises en exploitation en cas de besoin, et même accrues par un effort de prospection.

En outre, l'énergie nucléaire présente l'avantage de pouvoir constituer aisément des stocks de combustible à différents stades de sa préparation, du minerai aux assemblages fabriqués. Ces stocks, correspondant en France à 3 ans de consommation, amortiraient l'impact d'une éventuelle tension sur le marché de l'uranium, le temps de diversifier davantage l'approvisionnement. Par ailleurs, dans les pays qui retraitent leurs combustibles nucléaires usés, la récupération et la ré-utilisation du plutonium et de l'uranium sont des opérations qui assurent une certaine autonomie en réduisant les besoins d'uranium neuf.

Du strict point de vue économique, une tension sur le marché de l'uranium qui viendrait en augmenter le prix n'aurait pas de répercussion majeure sur le coût du kWh nucléaire du fait du poids réduit du poste uranium (moins de 5 %).

16.6. Facture énergétique

La facture énergétique d'un pays est un élément important de sa balance des paiements et par là de son économie. En France le poids de cette facture se situe à un niveau élevé, 1,57 points de PIB sur la période 2000-2004, en hausse de 0,52 points par rapport à l'année 1997.

La figure 16.5 met en évidence à la fois l'impact des chocs pétroliers, du contre-choc, celui du programme nucléaire et des exportations d'électricité; la remontée actuelle est due à une légère hausse de la consommation finale, mais surtout à l'envolée des prix du pétrole, du gaz et du charbon en 2003 et 2004, malgré une dépréciation du dollar.

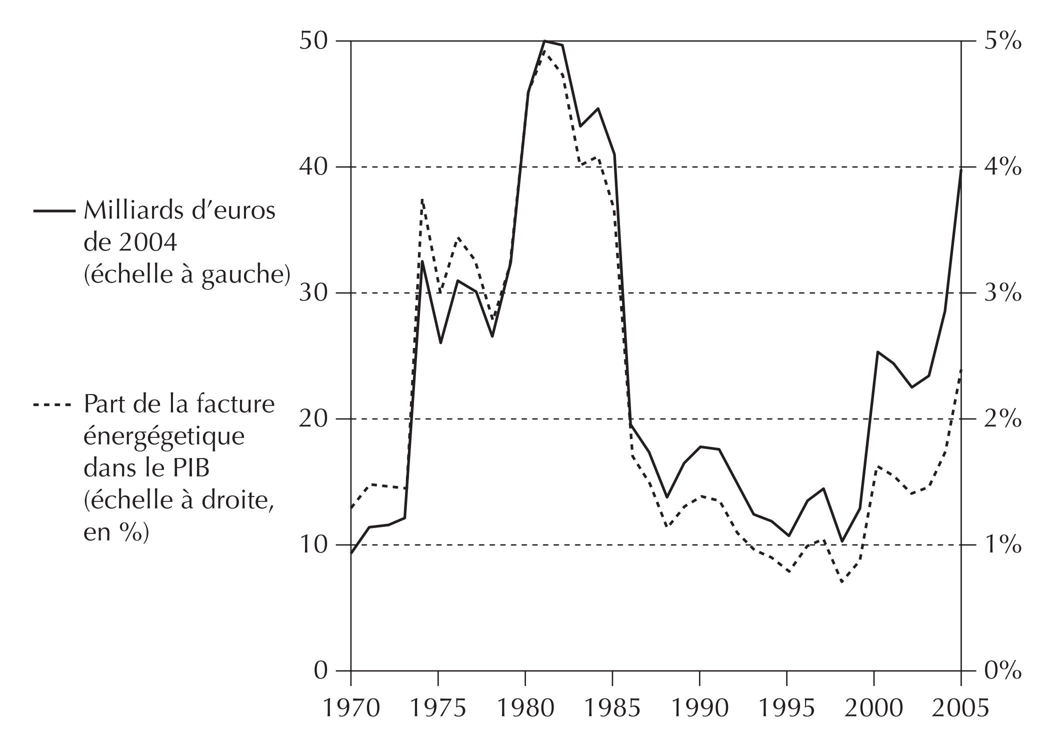


Figure 16.5. Facture énergétique de la France 1970-2004 (estimée en août 2005, en euro constant et en % du PIB) (source : *Les bilans de l'énergie 1970-2004*, Observatoire de l'énergie, éd. 2005).

16.7. Intensité CO_2

La réduction des émissions des gaz à effet de serre dans le monde, notamment du CO_2, est devenue primordiale ; les objectifs à atteindre à cette fin ont été définis par le protocole de Kyoto en 1997. Pour se rendre compte de l'évolution des émissions et des efforts effectués en ce sens, des indicateurs sont nécessaires, calqués sur ceux de la consommation d'énergie.

On mesure ainsi les émissions de CO_2 par habitant, et le plus souvent les émissions rapportées au PIB. Les variations de ce dernier indicateur s'expliquent par celles de l'intensité énergétique et celles de l'intensité CO_2. L'intensité CO_2 rapporte les émissions de CO_2 à l'énergie consommée. Elle intègre l'effet du changement dans les formes d'énergie utilisées, c'est-à-dire le bouquet énergétique, le changement de structure dans les secteurs économiques et l'efficacité des procédés dans la réduction des émissions.

D'après l'AIE, l'intensité CO_2 a été fortement réduite en moyenne annuelle dans la période 1973-1990 (–3,6 % en France, –2,9 % en Europe de l'Ouest, –3,0 % au Japon, –1,9 % aux États-Unis), mais cette tendance s'est ralentie dans la période 1990-1998 (–1,3 % en France, –1,9 % en Europe de l'Ouest, +0,4 % au Japon, –0,9 % aux États-Unis).

Partie III

ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

17 Spécificité de l'électricité et système électrique

L'électricité est de loin la plus importante des énergies secondaires. Son développement industriel et commercial, continu depuis ses origines voilà 120 ans, se justifie par les qualités intrinsèques de cette forme d'énergie, notamment la diversité de ses modes de production, la souplesse et la commodité de ses nombreuses utilisations.

Son succès se mesure par son **taux de pénétration**, c'est-à-dire la part que l'électricité représente dans le bilan de l'énergie finale. Dans le monde, il a atteint environ 20 % à la fin du XXe siècle, mais dans les pays les plus industrialisés il a dépassé 40 %. La croissance de la demande d'électricité se situe encore entre 5 et 10 % par an dans certains pays en cours d'industrialisation et de l'ordre de 1,5 % dans les pays de l'Union européenne, alors que la demande de l'énergie finale croît respectivement au rythme de 4 % et de 1 % en moyenne.

L'électricité, par sa faculté de satisfaire en tout lieu et à tout moment de multiples besoins énergétiques grâce à un réseau de distribution très ramifié, a fortement contribué à l'essor économique. Son taux de pénétration a pu être considéré comme un indicateur du développement technique ou un indice du niveau de vie d'un pays. Le système électrique a pris une telle importance qu'il en est devenu stratégique et que de nombreux gouvernements ont voulu en assurer le contrôle. Mais aujourd'hui, cette forme d'énergie tend à être considérée comme un produit ordinaire devant s'échanger librement sur le marché.

Les performances de l'électricité s'expliquent aussi par les qualités de fonctionnement du système électrique, qui sont examinées dans leurs aspects techniques et économiques dans les chapitres suivants.

17.1. Avantages de l'électricité

Si l'utilisation de l'électricité n'a fait que progresser au cours du XXe siècle, c'est que cette forme d'énergie présente des qualités très appréciées par rapport aux autres énergies présentes au niveau final que sont les divers produits pétroliers, le gaz naturel, la vapeur. Elles se résument ainsi :

– *Facilité de mise en œuvre*. Tout appareil électrique s'installe facilement à partir d'un branchement sur le réseau de distribution à travers un compteur. Ces réseaux sont très denses dans les pays industrialisés et dans les zones urbaines des pays en développement.

Une mise à disposition aussi aisée de l'énergie est un facteur certain de développement économique.

– *Commodité d'utilisation*. La satisfaction instantanée d'un besoin énergétique, associée à la multiplicité des usages, notamment l'usage domestique, fait que le recours à l'électricité est tellement banal qu'il passe inaperçu dans la vie moderne. Cette impression est renforcée par le peu d'entretien nécessité par les installations électriques. On ne s'aperçoit plus aujourd'hui des mérites de la « fée électricité » dont on s'émerveillait autrefois.

– *Finesse de réglage*. C'est une caractéristique de l'électricité de pouvoir être dispensée à la mesure exacte des besoins ; elle est utilisée aussi bien pour la précision de certains usages thermiques en métallurgie fine que pour la souplesse requise par les moteurs électriques.

– *Réduction de l'encombrement*. Grâce aux installations électriques, non seulement l'espace d'un site industriel est mieux utilisé, mais encore mieux géré, grâce à la modularité et la flexibilité permises par l'électricité, si l'on se rappelle le réseau de courroies de transmission dans les usines du début du siècle dernier.

– *Réduction des investissements*. C'est une qualité intrinsèque des matériels électriques que de nécessiter un volume relativement faible d'investissement, mais de plus, dans l'industrie, la modularité de ces derniers permet d'adapter rapidement l'équipement selon la demande ou l'évolution technique. Il s'agit là, associé à la meilleure gestion de l'espace, d'un facteur important de production.

– *Propreté*. La consommation d'électricité n'engendre ni pollution ni déchets. Ceux-ci sont concentrés dans les centres de production d'électricité, où ils sont beaucoup plus facilement maîtrisables.

– *Sécurité*. La protection contre les dangers de l'électricité est plus facile à mettre en œuvre que pour le gaz.

– *Niveau de technicité*. La conception, la construction, le fonctionnement d'installations électriques requièrent un niveau de technicité plus élevé que celui d'autres énergies, ce dont bénéficie l'ensemble de l'industrie.

– *Stabilité des coûts*. Pour des raisons qui seront explicitées au chapitre 22, la stabilité des coûts de production de l'électricité, du moins dans les systèmes régulés, est plus grande que celle des autres énergies, et elle présente une tendance générale à la baisse sur le long terme en raison des économies d'échelle des réseaux.

17.2. Système électrique

17.2.1. Définition

La pénétration de l'électricité dans le bilan énergétique n'a pu se produire que par la réalisation et le développement de ce qu'on appelle le **système électrique**.

Celui-ci est constitué d'abord de l'ensemble des moyens de production que sont les centrales de divers types, situées en différents lieux d'un territoire, ensuite d'un réseau de transport par lequel l'énergie est transmise des centrales aux zones de consommation,

enfin de réseaux de distribution qui, dans chacune de ces zones, la répartit entre les nombreux consommateurs disposant d'appareils électriques variés.

Le cadre géographique d'un système électrique est en général celui d'un pays ou une région d'un grand pays. Il a tendance à s'élargir de plus en plus par le jeu des interconnexions, jusqu'à devenir international au sein d'un continent.

L'électricité est avant tout une énergie de réseau. Dans le système électrique le réseau joue un rôle essentiel (voir chapitre 18) au point que souvent le terme de réseau se substitue à celui de système électrique.

17.2.2. Caractéristiques de la demande : puissance et énergie

L'utilisation de tout appareil électrique se caractérise par :

– une puissance fournie par le réseau de distribution auquel il est raccordé ; la **puissance** est l'énergie fournie pendant une seconde, et s'exprime en kilowatt (kW) ;

– une durée de fonctionnement, exprimée en heures, ce qui correspond à une **quantité d'énergie** exprimée en kilowatt-heure (kWh).

Autrement dit, la demande d'électricité sur le réseau se manifeste toujours par deux quantités : une puissance et une énergie.

Elle revêt divers aspects selon les caractéristiques et les modes d'utilisation des appareils, qui sont :

1. **La puissance appelée sur le réseau**. La puissance unitaire des appareils de l'industrie est importante variant jusqu'à 600 W pour les petits moteurs et jusqu'à 50 MW pour les gros. À l'inverse, dans le secteur résidentiel la puissance des appareils électroménagers est petite, mais elle est compensée par le grand nombre.

2. **La durée**. Dans l'industrie, les appareils fonctionnent en général pendant les heures de travail, mais parfois en continu dans l'industrie lourde. À l'opposé, les petits appareils du secteur résidentiel ont une durée d'utilisation relativement courte.

3. **La date et l'heure auxquelles apparaît la demande**. Elles peuvent être statistiquement prévisibles, comme celles liées aux journées de travail, à l'heure du jour, aux jours fériés, aux saisons, notamment pour l'éclairage, le chauffage ou la climatisation des locaux. Elles peuvent être aléatoires en raison d'imprévus d'ordre climatique ou d'ordre socio-économique.

La puissance totale appelée sur le réseau, autrement dit la demande instantanée d'énergie électrique, n'est pas, de loin, la somme des puissances nominales de tous les appareils qui sont raccordés, car ils ne fonctionnent pas tous en même temps ; certains ne fonctionnent qu'une partie de l'année (chauffage domestique). On observe un foisonnement dans l'utilisation d'un même type d'appareil, et aussi certaines compensations par décalage dans le temps à l'échelle de la journée ou même de l'année entre les utilisations d'appareils de nature différente.

La demande totale sur le réseau est continuellement variable selon l'heure de la journée, le jour de la semaine et la saison. À cela s'ajoute la croissance régulière de la demande d'électricité ; en France, celle-ci était en moyenne de 2,5 % sur les 10 dernières années du XXe siècle.

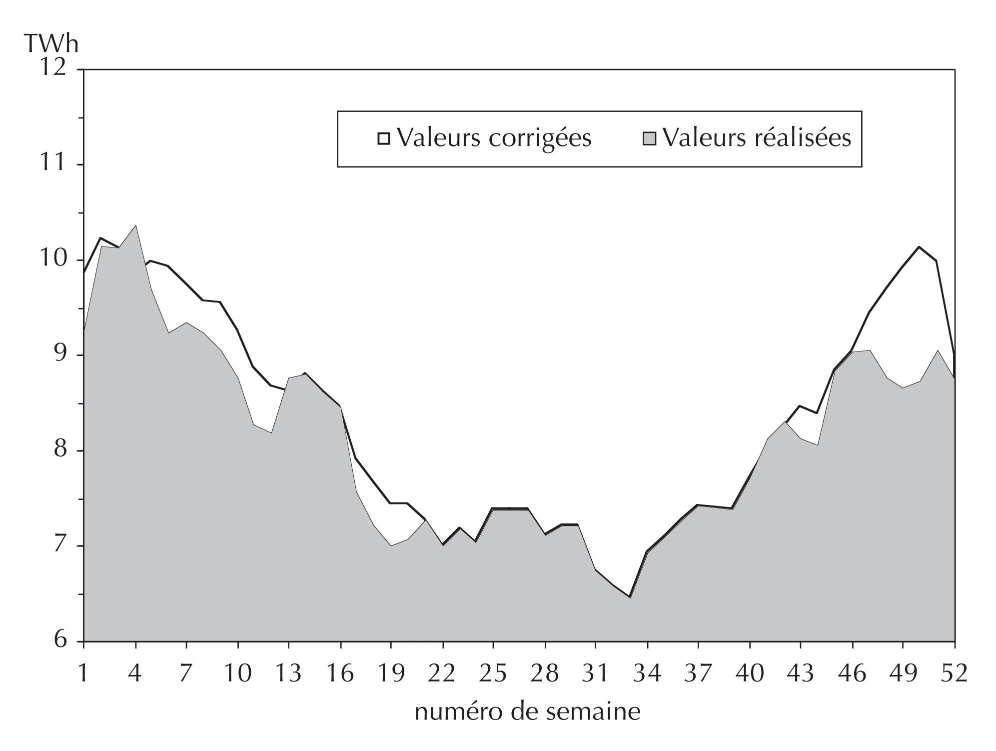


Figure 17.1. Variations saisonnières de la demande d'électricité en France en 2000.

Les variations horaires au cours d'une même journée ouvrable se caractérisent par un creux la nuit et deux pics, un le matin et un autre en début de soirée. L'écart entre creux et pics est d'environ 20 à 30 % pour les journées les plus chargées. Les jours fériés, les variations horaires sont évidemment différentes en niveau et en profil.

Les variations saisonnières sont dues avant tout au climat et, dans une moindre mesure, à l'activité économique. Exprimées en moyenne hebdomadaire, elles se lisent sur la figure 17.1 correspondant au cas de la France en 2000. L'écart entre le maximum et le minimum saisonnier est d'environ 55 %.

Les valeurs extrêmes de la puissance appelée observées au cours de l'année se traduisent par une différence d'un facteur important : 2,8 en 1990 et 2,5 en 2000 dans le cas français. Ce facteur a tendance à diminuer depuis les années 1960 grâce aux efforts de la politique tarifaire pour réduire la demande de pointe. Toutefois, il fluctue selon la rigueur des hivers : pour une température journalière moyenne de 0 °C, la baisse de 1 °C correspond aujourd'hui à une puissance appelée supplémentaire de 1,4 GW sur le réseau français.

Les caractéristiques de la demande sont différentes d'un pays à l'autre selon les conditions climatiques et le comportement des consommateurs. Par exemple, aux États-Unis, la pointe annuelle se produit l'été à cause de la climatisation et elle est supérieure de 11 % environ à une autre pointe qui se produit l'hiver. Au Canada, la pointe hivernale dépasse de 40 % la pointe estivale.

La courbe monotone des puissances appelées sur le réseau (ou **monotone de charge**) est une représentation synthétique de la demande annuelle d'électricité (figure 17.2). Elle s'obtient en classant les puissances horaires par ordre décroissant de leur valeur en MW

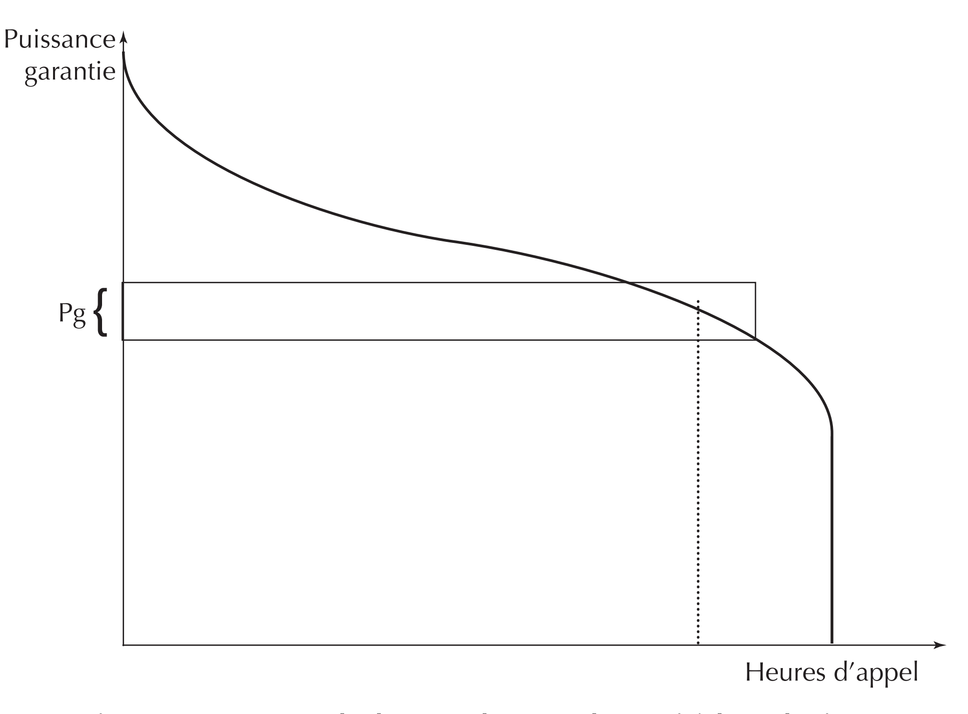


Figure 17.2. Monotone de charge et placement d'une unité de production.

ou GW sur la totalité des 8 760 heures de l'année. L'abscisse d'un point de la courbe donne le nombre maximal d'heures pendant lesquelles le réseau est sollicité dans l'année au niveau de puissance correspondant à l'ordonnée. La surface sous-tendue par la courbe représente l'énergie totale annuelle fournie par le réseau, exprimée en GWh ou TWh. L'extrémité supérieure de la monotone est la **pointe** annuelle ; on étend la notion de pointe à la centaine d'heures les plus chargées. L'extrémité inférieure est la **base**, c'est-à-dire le niveau de puissance appelé continûment pendant toute l'année ; par extension, on appelle souvent fonctionnement en base le fonctionnement d'un équipement sollicité pendant plus de 6 000 heures dans l'année.

17.2.3. Complémentarité des moyens de production

Les moyens de production d'électricité sont regroupés en un certain nombre de centrales. On appelle **centrale** l'ensemble de plusieurs unités de production installées sur un même site. Ce terme vient de l'époque d'avant le transport d'électricité sur longues distances, où l'unité de production se trouvait au centre du réseau de distribution en courant continu sur courte distance.

Le transport d'électricité à longue distance a donné accès à des sources de différents types, mais éloignées des zones de consommation pour des raisons géographiques ou économiques. Ces types sont énumérés ci-dessous et décrits au chapitre 19.

Les centrales hydrauliques se subdivisent en plusieurs catégories selon les caractéristiques des chutes d'eau : centrales au fil de l'eau, ouvrages d'éclusée, centrales de lac, et stations de pompage.

Les centrales thermiques à flamme se distinguent par la nature du combustible fossile utilisé : centrales à fioul, à charbon, à gaz, ou utilisant la biomasse.

Les centrales nucléaires sont de plusieurs types selon la conception du réacteur: centrales graphite-gaz, à eau lourde, à eau ordinaire sous pression, à neutrons rapides, à haute température, etc.

Les moyens décentralisés comprennent les unités de micro-hydraulique, les aérogénérateurs et les toits photovoltaïques.

Tous ces moyens de production sont très différents par leur niveau de puissance, leur régime de fonctionnement, continu ou intermittent, leur localisation, proche ou lointaine des centre de consommation, leur performance économique qui impose un fonctionnement soit en base, soit en pointe, soit en régime intermédiaire. De ce fait, ils sont complémentaires dans leur rôle pour satisfaire la demande d'électricité sur le réseau auquel ils sont connectés. Ils sont aussi complémentaires par la diversité de nature des énergies primaires utilisées : hydraulique, combustibles fossiles divers, biomasse, énergies éolienne et solaire. L'ensemble de ces moyens constitue le **parc de production**. La composition de ce dernier résulte d'un choix d'investissement périodiquement renouvelé pour ajuster la production à la croissance de la demande.

17.2.4. Contraintes et avantages du réseau

Dans le système électrique, le réseau est le lien entre les sites peu nombreux où sont concentrés les moyens de production et les multiples utilisateurs dispersés sur le territoire. Par ses fonctions de transport, de répartition et de distribution de l'énergie, il joue un rôle essentiel dans la satisfaction des contraintes qu'imposent les utilisateurs et auxquelles doit faire face la production.

Les contraintes du réseau sont les suivantes :

1. **Adapter à tout moment et en tout point la production à la demande d'électricité**. Les variations continuelles de celle-ci sont parfois très fortes et très rapides, et, si l'électricité se transmet instantanément, en revanche elle ne peut pas être stockée, du moins directement, en quantités significatives. C'est la mise en commun, quel que soit leur éloignement, de groupes de production de régime de fonctionnement différent, et aussi les échanges d'énergie résultant de l'interconnexion avec les réseaux étrangers, qui permettent de moduler de façon adéquate la production.

2. **Assurer la sécurité d'alimentation**. Il s'agit d'éviter, dans la mesure du possible, toute interruption du courant pour chaque utilisateur. En cas de panne d'un groupe, la souplesse de fonctionnement des autres groupes couplés sur le réseau, le recours aux réseaux voisins interconnectés , mais aussi l'existence d'une **réserve de puissance** constituée par des groupes prêts à démarrer immédiatement ou dans des délais assez courts, ou tournant au **minimum technique** (réserve tournante), sont autant de moyens capables d'éviter une défaillance d'alimentation. En cas d'interruption d'une ligne du réseau, le maillage de ce dernier permet de faire circuler l'énergie par d'autres circuits.

3. **Assurer la qualité du service**. La qualité du service est définie dans les clauses contractuelles entre distributeur d'électricité et utilisateur. Celles-ci varient selon la nature des appareils alimentés. Outre le temps d'interruption programmé ou fortuit, qui relève de la sécurité d'alimentation, elles portent sur :

– le respect de la chute de tension maximale acceptable pour ne pas dégrader les appareils et les irrégularités de tension en général ;

– le maintien de la fréquence ;

– le niveau des harmoniques des courants alternatifs.

4. **Fournir l'électricité au meilleur coût**. La diversité des coûts marginaux de fonctionnement des groupes de production installés sur le réseau permet, selon les conditions quotidiennes, d'appeler les groupes aux coûts les moins élevés, et par là de bénéficier globalement de l'énergie la moins chère possible. Par ailleurs, l'extension d'un réseau ou son interconnexion avec d'autres se traduit par une réduction en valeur relative de la puissance de réserve, donc de l'investissement total de puissance installée.

Le réseau fait face à ces diverses contraintes par des dispositifs de réglage et de protection et par des modes de gestion très élaborés. Ces derniers résultent d'optimisations successives qui aboutissent au plan de production établi la veille pour le lendemain en fonction des disponibilités prévisibles des groupes et des lignes de transport, ainsi que des coûts marginaux de production.

D'une façon générale, l'avantage du réseau est de tirer bénéfice d'une certaine compensation statistique des variations prévisibles ou fortuites survenant dans le système électrique. Cela est vrai de la production en raison des arrêts de groupes, mais aussi de la consommation à cause du foisonnement des appareils, des décalages horaires ou des différences climatiques entre régions d'un même pays. Le réseau met aussi à profit les opportunités offertes par la diversité et la complémentarité des moyens de production pour assurer l'alimentation en énergie avec une sécurité maximale et un coût minimal. L'interconnexion avec les réseaux étrangers procède du même intérêt grâce à l'effet d'économies d'échelle.

17.3. Ajustement de la puissance à la demande

17.3.1. Puissance installée, puissance garantie

Pendant chacune des heures de l'année, la puissance appelée, en kilowatt, correspond à l'énergie fournie, en kilowatt-heure, par la production juxtaposée des groupes installés sur le réseau, de différents types et caractéristiques.

Dans le cadre d'une période donnée – l'année par exemple – caractérisée par sa courbe monotone de charge, à chaque type d'équipement correspond une **durée d'appel** d, c'est-à-dire le total du nombre d'heures pendant lesquelles il est susceptible d'être appelé à produire sur le réseau. Cette durée dépend du mérite économique de l'équipement et de la forme même de la monotone.

La détermination de la puissance à installer sur le réseau pour satisfaire la demande ne se comprend qu'en complétant la notion de puissance par les définitions suivantes :

La **puissance continue nette** P est celle qu'un groupe peut fournir sur le réseau de façon continue, correspondant à sa puissance nominale.

La **puissance garantie** P_g est celle qu'un type d'équipement est capable de fournir en moyenne sur le réseau pendant la durée où il est appelé, compte tenu de son taux

d'indisponibilité fortuite t_f et son taux d'indisponibilité programmée tp (entretien, chargement du combustible et inspections réglementaires) :

$$P_g = P\,(1 - t_f)(1 - t_p)$$

La valeur t_p croît avec la durée d'appel *d*.

La puissance garantie d'un équipement est portée en ordonnée sur le diagramme de charge comme contribution à la puissance appelée, pendant la durée *d*, l'énergie fournie étant :

$$E = P_g \,.\, d$$

à l'arrondi près dû à la courbure de la monotone (figure 13.2). Si on adopte une démarche déterministe, la somme des puissances garanties des équipements de production installés sur le réseau doit être égale à la pointe de la monotone de charge.

La puissance nominale, ou puissance installée sur le réseau, n'est donc pas la caractéristique pertinente pour déterminer les performances énergétiques d'un équipement, mais sa puissance garantie, ou, ce qui revient au même, l'énergie qu'il est susceptible de fournir en moyenne sur l'année, correction faite de sa durée d'appel. Cette remarque est essentielle pour ce qui est de certaines énergies renouvelables comme les éoliennes ou les cellules photovoltaïques, dont la production d'électricité est très variable ou intermittente selon les fluctuations du vent ou de la luminosité. Leur puissance continue nette ne saurait être définie et leur puissance garantie est bien inférieure à la puissance installée, ou encore à la puissance de crête.

L'ajustement de la puissance à la demande ne peut s'effectuer en fait selon une démarche déterministe. Il faut prendre en considération tous les aléas qui affectent le système électrique :

– excès inattendus de la demande, surtout dus à des conditions climatiques s'écartant des prévisions météorologiques ;

– indisponibilité de lignes de transport (givre, neige, tempête et foudroiement), susceptibles d'isoler des ouvrages de production ;

– défaut d'hydraulicité ;

– accumulation de pannes sur les groupes thermiques, qu'ils soient classiques ou nucléaires ;

– défaut de secours des réseau voisins.

La réserve de puissance est donc nécessaire pour faire face à ces aléas. Cette sécurité de fourniture, qui évite les délestages, a un prix. L'interconnexion des réseaux, en mettant en commun les risques, a permis de réduire l'investissement relatif à cette marge de puissance, qui de ce fait reste en général inférieure à 15 % de la puissance installée. Comme cette marge dépend du taux d'indisponibilité global du parc, elle aura tendance à augmenter dans le cas d'une contribution significative de moyens éoliens ou solaires à la puissance installée sur le réseau.

17.3.2. Contrainte sur la taille des unités

La marge de sécurité est déterminée par la règle du « *n* – 1 » : elle impose au système électrique d'être en mesure de continuer à fonctionner correctement dans le cas où un

ouvrage (groupe, ligne, poste de transformation) est subitement mis hors de service. Des mesures sont prises pour qu'elle soit respectée à tout moment.

Lorsqu'un groupe de production devient brusquement défaillant, la fréquence du réseau diminue. Si la chute de la fréquence est trop importante (plus de 1 Hz), le réseau s'effondre. Avant cela, des réglages interviennent à un niveau primaire, puis secondaire (voir chapitre 18) pour ramener la fréquence à sa valeur de référence (50 Hz sur les réseaux de l'ouest-européen).

Toutefois, la taille des unités du parc de production n'est pas indifférente au réglage de la fréquence, dont la chute est d'autant plus profonde que la taille de l'unité défaillante est grosse par rapport à l'ensemble de la puissance en fonctionnement sur le réseau. Si la taille est trop importante, la profondeur de cette chute est telle que les réglages primaire et secondaire deviennent inopérants avant que la réserve tournante puisse intervenir efficacement ; on peut être ainsi conduit à une situation d'écroulement de la fréquence suivie de la perte de synchronisme du réseau à moins que les automates de protection n'aient efficacement limité la propagation de cette perturbation majeure.

Il y a donc une **taille limite des unités** qu'il faut respecter dans les études de planification. Un ordre de grandeur de cette limite correspond à environ 10 % de la puissance totale installée sur le réseau. Cette valeur est indicative, car elle dépend des techniques de régulation des groupes et de l'efficacité des automates de protection.

En fait, cette limite n'est à considérer que dans le cas de petits réseaux. Une unité de 600 MW n'est envisageable que sur un réseau d'une capacité d'au moins 6 000 MW. Cette contrainte constitue un désavantage pour l'énergie nucléaire : celle-ci bénéficie d'un effet de taille beaucoup plus marqué que celui des centrales à flamme, et il en résulte des investissements et des coûts d'exploitation au kW installé plus avantageux lorsque la taille s'accroît. Dans le cas de réseaux trop petits ou insuffisamment interconnectés pour accepter des tailles de réacteur nucléaire supérieures à 600 MW, cet avantage économique ne peut pas jouer.

18 Réseaux électriques

18.1. Catégories de réseaux et principes généraux

Le rôle du réseau dans le système électrique pour garantir un approvisionnement sûr et économique de l'énergie est essentiel. Il n'est techniquement pas possible que ce rôle soit assuré par un type unique de réseau qui relierait moyens de production et utilisateurs. Une bonne solution consiste à établir une hiérarchie de trois catégories de réseaux dont les fonctions sont différentes et qui se distinguent par le niveau de tension de leurs lignes ou le niveau de puissance qui transite.

– Les **réseaux de grand transport et d'interconnexion** relient les centrales de production aux points de livraison des grands centres de consommation, et également de grandes régions entre elles, ainsi que des réseaux étrangers entre eux. Ils se caractérisent par de très hautes tensions (THT) comprises entre 220 kV et 800 kV selon les conditions spécifiques locales.

– Le **réseaux de répartition**, alimentés par les réseaux de transport, font transiter l'énergie vers de gros consommateurs industriels ou aux points de livraison des réseaux de distribution. Le niveau de haute tension (HT) qui leur correspond est dans la gamme de 45 kV à 160 kV.

– Les **réseaux de distribution** alimentent les petites et moyennes entreprises et les clients domestiques. Ils sont structurés en deux niveaux successifs : les réseaux de moyenne tension (MT), entre 4 et 45 kV, et les réseaux de basse tension (BT), de quelques centaines de volts.

Les réseaux à **courant alternatif** ont fini par l'emporter sur les réseaux à courant continu. Dans les années 1880, l'invention du transformateur et l'utilisation de courants polyphasés ont mis en évidence les avantages majeurs du courant alternatif : d'abord l'élévation, soit la tension à un niveau tel que le transport sur longue distance d'une puissance électrique donnée soit rendue possible, l'intensité du courant étant réduite d'autant, et les pertes par effet Joule, proportionnelles au carré de l'intensité, devenant acceptables ; ensuite, la réalisation de générateurs de courant alternatif plus simple que celle de générateurs à courant continu.

Le **courant continu** conserve des applications à très haute tension pour certains transports d'énergie ou certains couplages de réseaux. À cet effet, on utilise des redresseurs qui convertissent le courant alternatif en courant continu, et des onduleurs effectuant l'opération inverse. Il s'agit de transport par câble sous-marin, de transport à très longue distance, supérieure à 800 km, un peu plus économique qu'en courant alternatif, d'interconnexion de réseaux de fréquences différentes ou de réseaux asynchrones.

La circulation de l'énergie dans les réseaux est soumise aux lois fondamentales des circuits électriques. La loi d'Ohm d'abord : dans une branche d'un réseau, l'intensité du courant est proportionnelle à la tension et inversement proportionnelle à l'impédance de cet élément du circuit. Les lois de Kirchhoff ensuite : dans un réseau maillé, la somme algébrique des tensions le long d'une boucle fermée est nulle ; la somme algébrique des courants passant par un nœud électrique est nulle.

Dans les circuits de courant alternatif, l'existence d'un déphasage du courant sur la tension se traduit par un effet nocif. Celui-ci est exprimé par une **puissance réactive** ainsi appelée par opposition à **la puissance active**, qui est la puissance réellement utilisée dans les appareils. L'ensemble du système électrique doit être équilibré à la fois en puissance active et en puissance réactive. Le réseau est dimensionné pour transporter de la puissance active et le moins possible de puissance réactive.

18.2. Structure des réseaux

18.2.1. Réseaux de transport et de répartition

Les avantages des réseaux de transport et de répartition sont d'assurer la sécurité d'alimentation des zones de consommation et de minimiser les coûts de fourniture d'électricité. Ils sont fondés sur la compensation statistique des variations et des aléas de la production comme de la consommation. La topologie adéquate permettant d'obtenir ces avantages est celle du réseau maillé qu'on exploite en boucles fermées. Ainsi l'énergie transite par des chemins différents de façon que l'indisponibilité d'un élément n'entraîne pas d'interruption de l'alimentation des réseaux de distribution. Cette topologie est d'ailleurs adaptable pour faire face à certaines situations contraignantes grâce à la possibilité d'ouvrir des branches du réseau dans les postes électriques qui constituent les nœuds du maillage.

Les **lignes de transport** sont dimensionnées de façon à obtenir le meilleur compromis entre le coût de la ligne et le coût des pertes Joule. Cette contrainte économique se situe nettement en dessous de la contrainte thermique, qui peut admettre des densités de courant au moins deux fois plus fortes. Pour des raisons techniques, la section optimale élémentaire d'un conducteur est d'environ 600 mm^2, et pour satisfaire les besoins de transit on procède par augmentation du nombre de conducteurs par phase.

Le nombre de circuits par ligne aérienne a tendance à augmenter en raison de la difficulté de plus en plus grande pour obtenir les autorisations de passage. Cette tendance est toutefois freinée par des considérations de sécurité : en cas d'indisponibilité de la ligne par la chute d'un pylône ou l'effet de la foudre, c'est la totalité des circuits qui est inutilisable. Les lignes aériennes sont en général à deux circuits ; elles en comptent jusqu'à six dans les zones suburbaines denses.

Les lignes souterraines ou sous-marines sont constituées de câbles isolés, enterrés dans le sol ou posés dans une galerie souterraine ou au fond de la mer.

Plus les puissances et les distances sont grandes, plus les tensions et les sections optimales sont élevées. En fait, pour des raisons pratiques d'interconnexion, on choisit un nombre limité de tensions pour les réseaux de transport.

Dans une région à forte densité de consommation comme l'Europe de l'Ouest avec de nombreux postes de transformation pour desservir les réseaux locaux, la très haute tension ne peut dépasser 400 kV. En revanche, dans les pays où cette densité est faible et les lignes de grande longueur, comme en Russie, au Canada, aux États-Unis et en Amérique du Sud, les tensions sont plus élevées, jusqu'à 800 kV.

Les **postes électriques** jouent un rôle essentiel dans l'exploitation des réseaux. Les postes de sectionnement permettent la connexion ou la coupure de lignes de même tension. Les postes de transformation, au moyen de transformateurs, transfèrent l'énergie entre réseaux de tensions différentes.

La partie centrale d'un poste est constituée par un ou plusieurs jeux de barres à une tension déterminée auquel chaque circuit est raccordé par l'intermédiaire d'un appareil de coupure et d'un appareil de sectionnement qui permet de le séparer du réseau.

Un poste contient aussi les appareils de mesure et de contrôle des transits, ainsi que les moyens de compensation de l'énergie réactive, des inductances pour en absorber, des capacités pour en fournir. Par ailleurs, il comporte des appareils de détection des courts-circuits, les disjoncteurs pour isoler immédiatement le circuit concerné.

18.2.2. Réseaux de distribution

Le rôle des réseaux de distribution est d'irriguer en énergie électrique le territoire et de satisfaire une nombreuse clientèle de petits industriels et de particuliers, en milieu urbain très dense comme en zone rurale à habitat dispersé. C'est dire que la conception de ces réseaux varie d'un pays à l'autre et que les solutions adoptées sont nombreuses dans le monde.

Toutefois, ils ont deux caractéristiques communes :

– une structure à deux niveaux de tension pour des raisons techniques et économiques : niveau MT et niveau BT.

– une topologie radiale ou arborescente à partir des postes de transformation HT/MT, ou des postes MT/BT, où ils trouvent leur alimentation.

En France, l'ensemble des réseaux MT aériens et souterrains est à la tension unique de 20 kV. Le réseau BT est normalisé à la tension de 220/380 V. Le système français est entièrement triphasé à neutre non distribué.

Les réseaux de distribution posent des problèmes d'exploitation pour maintenir la qualité de service du point de vue de la tension et surtout de la continuité de la fourniture. À cet égard, la réduction des défaillances est basée, outre l'entretien sous tension, sur l'étude de plan d'intervention automatique ou manuelle pour isoler un ensemble de charges et éviter ainsi la propagation de défauts.

18.3. Réglage et protection des réseaux

Certaines contraintes sont imposées aux réseaux pour satisfaire à la qualité de service requise par la clientèle, pour protéger les équipements de production et de transport et

les appareils des consommateurs, pour maintenir la stabilité de fonctionnement, notamment pour éviter la situation catastrophique d'un effondrement total ou partiel du système électrique. Elles ont trait principalement au maintien de la fréquence et de la tension. En situation normale, les réglages de ces deux paramètres sont considérés comme quasiment indépendants.

18.3.1. Réglage de la fréquence

La fréquence de référence est imposée par les groupes de production qui restent synchrones en régime stable. La faiblesse de l'inertie mécanique à la fois des groupes de production et des moteurs, qui sont liés au sein du système électrique, et la grande vitesse de propagation des perturbations sur le réseau entraînent un couplage dynamique très fort entre les moyens de production et les charges. Autrement dit, dans le processus d'ajustement de la production à la demande, tout écart entre la puissance appelée (puissance active) et la puissance mécanique des turbines entraînant les alternateurs provoque des variations de vitesse de ces derniers, donc de la fréquence du réseau. Le réglage de la fréquence est global pour l'ensemble du réseau puisque la fréquence doit avoir une valeur unique ; par ailleurs, il est étroitement lié à celui de la puissance active.

Afin d'éviter qu'une variation de fréquence entraîne des modifications dans la répartition des productions des groupes, des surcharges sur certaines lignes et des pertes de stabilité des machines, la fréquence doit rester au voisinage de sa valeur de référence. Si contractuellement en France la fréquence doit être tenue à 1 Hz, les écarts observés en exploitation sont beaucoup plus faibles, de l'ordre de 0,1 Hz.

Le réglage de la fréquence dans le cas de la stabilité statique, c'est-à-dire d'une variation normale de la charge, s'effectue à trois niveaux, échelonnés dans le temps.

Le **réglage primaire** agit automatiquement, en quelques secondes, sur chaque groupe au moyen d'un régulateur de vitesse ; on obtient ainsi une stabilisation dans le réseau de transport, mais à une fréquence différente de la fréquence de référence.

Le **réglage secondaire** intervient après le réglage primaire, en un temps de l'ordre de la minute ; il agit automatiquement, mais de façon centralisée dans chaque pays, sur quelques-uns des groupes de production ; il met en œuvre un asservissement de la variation de la puissance fournie par ces groupes à l'écart de phase ; il permet de rétablir la fréquence de référence et les échanges contractuels de puissance active entre réseaux interconnectés.

Le **réglage tertiaire** ou réglage par la réserve tournante est utilisé dans le cas où les deux réglages précédents ont atteint leur limite. La réserve tournante est constituée de groupes en attente d'intervention, capables en une dizaine ou quelques dizaines de minutes d'apporter la puissance supplémentaire au réseau, nécessaire à la reprise des réglages primaire et secondaire sur les autres groupes.

Dans le cas de la stabilité dynamique, c'est-à-dire lorsque survient brusquement le déclenchement d'un groupe de production ou d'un ouvrage de transport, la réserve tournante se substitue rapidement au groupe défaillant ; on rétablit ainsi un équilibre géographique des moyens de production pour éviter des perturbations dans la stabilité du réseau ou la surcharge de certaines lignes.

Toutefois la stabilité dynamique pose des problèmes beaucoup plus difficiles sur les petits réseaux : la perte de l'un des plus gros groupes de production en service peut

entraîner un écart de fréquence inacceptable conduisant à l'effondrement du réseau. Cela est, comme on l'a vu, un facteur limitatif de la taille des groupes que l'on peut installer sur de tels réseaux.

18.3.2. Réglage de la tension

Dans les réseaux de transport, on cherche à maintenir un niveau de tension aussi élevé que possible dans la limite des contraintes techniques relatives surtout à l'isolation des lignes ; non seulement on réduit ainsi les pertes, mais on favorise la stabilité des groupes de production, donc la sécurité du réseau.

Or les transits de puissance réactive entraînent des chutes de tension importantes. Il s'agit d'éviter ces transits, et à cet effet d'établir dans la mesure du possible un équilibre local entre les puissances réactives produites et celles consommées. Le réglage de la tension s'effectue donc localement, la valeur de la tension pouvant être légèrement différente selon les points du réseau. En France, on ne dépasse pas en régime normal 245 kV sur le réseau 225 kV, et 420 kV sur le réseau 400 kV.

Dans les réseaux de distribution, on souhaite pour des raisons de qualité de service maintenir la tension le plus près possible de sa valeur nominale, éviter les creux qui diminuent le rendement des machines des clients, et surtout les surtensions susceptibles de dégrader leurs matériels. En France, les directives sont les suivantes :

– en moyenne tension, le courant sera délivré aux clients dans une plage de tension de plus ou moins 5 % autour de la valeur contractuelle de livraison ;

– en basse tension, la plage de tension autorisée autour de 230 V est de plus 6 % et moins 10 %.

Pour satisfaire aux exigences de respect de la tension qui ne sont pas identiques dans le transport et la distribution, on utilise des moyens de réglage entre ces deux types de réseaux, répartis d'ailleurs entre les différents niveaux de transformation intermédiaires, THT/MT et MT/BT. Ces moyens sont des régleurs en charge sur les transformateurs, qui maintiennent la tension de distribution sensiblement constante quels que soient les écarts de tension du réseau de transport.

Afin de compenser en grande partie la puissance réactive appelée par les charges, et la compenser au plus près de ces dernières pour en éviter le transit, on met en œuvre des condensateurs et des compensateurs synchrones dans les postes de transformation MT/BT et aussi HT/MT. Cette compensation peut être relativement lente, demandant plusieurs dizaines de secondes et même dépassant la minute, car elle est fonction de la vitesse de variation de la charge.

Le réglage dynamique, fin et rapide de la tension des réseaux de transport est assuré par les groupes de production qui satisfont aux besoins de puissance réactive grâce aux systèmes d'excitation des alternateurs.

La coordination de l'ensemble des moyens de réglage de la tension est une question difficile. Lorsque le réseau est fortement chargé, le comportement dynamique des charges et des systèmes de régulation peut provoquer des perturbations locales qui progressivement s'étendent à tout le réseau, et conduisent à l'effondrement de tout ou partie du système électrique. De telles situations se sont produites un peu partout. Parmi les plus mémorables, on cite l'effondrement de presque tout le réseau Nord-Est des États-Unis et

d'une partie de deux provinces canadiennes dans la nuit du 9 au 10 novembre 1965, celui du réseau de la région de New York en 1977, et, en France celui du 19 décembre 1978 durant lequel 80 % du territoire a été privé d'électricité.

18.3.3. Protection des réseaux

Les réseaux sont soumis à des agressions extérieures comme le foudroiement, les tempêtes et cyclones. Ils peuvent aussi subir des avaries à la suite de surtensions lors de régimes transitoires. Des courts-circuits s'établissent alors entre les conducteurs sous tension et la terre. Des automatismes de protection agissant en quelques dixièmes de seconde isolent le tronçon du réseau où s'est produit le défaut. Ce délai est suffisamment court pour éviter des échauffements néfastes du matériel ; toutefois la perturbation due au court-circuit met à rude épreuve les systèmes de réglage du réseau. Lors d'incidents de ce genre où le courant est reporté sur d'autres branches du réseau, les surcharges qui en résultent sont en général techniquement acceptables puisque le dimensionnement économique des lignes laisse une marge très importante avant que la contrainte thermique ne soit atteinte.

Par ailleurs, dans certaines situations accidentelles au sein d'une zone du réseau, une chute brusque de fréquence risque d'entraîner le déclenchement des groupes sous l'action de leurs propres protections, et par suite la mise hors tension de toute la région concernée. Face à une éventualité aussi grave, la seule façon d'agir est de procéder à un délestage rapide de consommateurs dans cette zone. À cette fin, les postes à moyenne tension sont équipés de relais de délestage automatique sur baisse de fréquence. En France, la fréquence de référence étant 50 Hz, il existe sur les réseaux de distribution quatre échelons de délestage entre 49 et 47,5 Hz qui correspondent à la mise hors tension progressive de consommateurs classés par priorité croissante.

18.4. Conduite du système électrique

18.4.1. Gestion prévisionnelle et plan de production

Toutes les difficultés liées aux incertitudes et contraintes du système électrique, qu'elles soient relatives aux variations de la demande, à l'état des différents réseaux, à la disponibilité des moyens de production, à leur spécificité de fonctionnement, d'entretien et de coût, doivent être surmontées en permanence pour ajuster la production à la consommation, et ce au moindre coût.

Ce double objectif technique et économique est rendu difficile parce que les décisions prises pour satisfaire aux contraintes du moment ont souvent un impact sur la gestion future, et parce que l'hydraulicité et la disponibilité des groupes thermiques présentent toujours un caractère aléatoire à plus ou moins long terme.

La gestion doit donc être prévisionnelle, s'établir en plusieurs étapes pour aboutir chaque jour à un plan de production utilisé pour l'exploitation en temps réel. Elle procède par optimisations successives, d'abord en considérant un horizon assez lointain pour garantir l'avenir, puis en restreignant l'horizon tout en affinant les paramètres. Chaque étape de

prévision sert de cadre à la suivante de façon à assurer la cohérence d'ensemble. Ces optimisations s'effectuent à l'aide de modèles de calcul complexes en mode aléatoire.

On distingue donc plusieurs gestions prévisionnelles telles que pratiquées en France :

– pluriannuelle, qui détermine sur quelques années les moyens de production et de transport nécessaires en fonction des perspectives de la demande et de l'état du système (voir chapitre 21) ;

– annuelle, fondée sur une prévision élaborée des consommations et une évaluation de la disponibilité des matériels ;

– hebdomadaire, qui prend en compte les arbitrages sur la gestion de l'eau des lacs, le programme d'entretien des groupes et des réseaux, et une estimation des échanges nonprogrammés avec l'étranger ;

– journalière, ou **plan de production**, qui s'effectue la veille avec le maximum de précision des paramètres internes au système (disponibilité des équipements) et externes (météorologie, échanges…) grâce à la méthode ARIMA (méthode statistique auto-régressive d'analyse chronologique).

Ce plan de production définit le placement de chaque groupe de production thermique et hydraulique en tenant compte de leurs coût et dynamique de fonctionnement ainsi que des arbitrages nécessaires entre l'économie et la sécurité du système. Il est déterminé de façon très fine, par pas d'une demi-heure.

18.4.2. Conduite en temps réel

La conduite en temps réel du système électrique est assurée en France par un centre national, responsable de l'équilibre production-consommation et de la sécurité du système électrique du point de vue du réseau de transport, de l'interconnexion et du réglage de la fréquence avec les réseaux voisins, et par des centres régionaux, responsables des réseaux de répartition et de la continuité de l'alimentation des réseaux de distribution. Le système de conduite est doté d'un réseau d'acquisition de données en temps réel alimentant des calculateurs de traitement installés au niveau national et au niveau régional.

Les indications du plan de production de la journée sont suivies au mieux, mais l'exploitant doit en permanence adapter ce plan en fonction des informations sur l'état réel du système qui se révèle plus ou moins différent du schéma prévu ; il s'agit, selon la situation, de modifier la puissance de certains groupes, ou de changer la configuration du réseau et, en cas d'incident, de délester au besoin une partie de la clientèle par l'intermédiaire des centres régionaux.

Le fonctionnement du système est complexe par nature, ne serait-ce qu'en raison de la non-linéarité des équations qui le décrivent ; par ailleurs, la qualité de service exige un suivi de plus en plus précis. Cette complexité s'est accrue avec les dimensions et le maillage du réseau et ses interconnexions internationales ; elle s'amplifie avec l'ouverture du marché de l'électricité. En France, le système électrique comporte plus de 400 usines hydrauliques, plus de 100 unités thermiques classiques et nucléaires, environ 3 000 liaisons, lignes et transformateurs.

Les progrès de la technologie et de l'informatique permettent de surmonter ces difficultés. On dispose de moyens de mesure et de réglage à distance pour de nombreux dispositifs du réseau. Le centre national traite environ 10 000 télémesures renouvelées toutes les

10 secondes, et toutes les 2 secondes pour celles relatives aux connexions internationales. Le suivi du comportement réel du système s'effectue grâce à des logiciels très élaborés et grâce à des moyens informatiques de plus en plus puissants, qui donnent une vision prévisionnelle des marges de sécurité et qui rendent compte, en cas d'incident, de la situation immédiate et proposent à l'exploitant une solution adéquate pour y remédier.

18.5. Interconnexions électriques internationales

Les motivations de l'interconnexion avec les réseaux électriques des pays voisins sont les mêmes que celles qui ont conduit à la construction des réseaux nationaux, avec toutefois les particularités suivantes.

Les frontières ne dessinent pas le contour optimal d'un réseau. À proximité de l'une d'elles, des moyens de production étrangers (hydraulique de pointe, par exemple) peuvent être disponibles pour résoudre des difficultés momentanées du réseau national de façon plus efficace que des moyens propres de ce réseau, qui peuvent être soit plus éloignés soit plus coûteux. Sur l'ensemble des pays interconnectés, cette démarche améliore l'économie et la sûreté des systèmes électriques, et diminue globalement l'investissement en puissance de réserve.

Les comportements des consommateurs, les habitudes et les calendriers sociaux, les décalages horaires et les situations météorologiques sont encore plus contrastés d'un pays à l'autre qu'au sein d'un même pays. Par une assise plus large de la consommation et par un effet de foisonnement accru, l'interconnexion permet d'atténuer davantage les pointes et les creux de la production. En résultent une meilleure utilisation des équipements et en même temps, dans certains cas, une augmentation de la taille unitaire des groupes, source d'économies d'échelle.

Les échanges d'énergie électrique ont progressé au fur et à mesure de l'interconnexion des réseaux, justifiant ainsi son intérêt. Dans l'Union européenne, ils représentent aujourd'hui environ 12 % de l'électricité produite. L'ouverture du marché de l'électricité ne peut qu'accroître le niveau des échanges, au prix toutefois d'une complexification de la gestion.

La coordination entre électriciens de réseaux interconnectés est nécessaire. En effet, si on maîtrise bien par le réglage de la fréquence les échanges d'énergie convenus entre deux pays, il n'en est pas de même des transits qui n'obéissent qu'aux lois de Kirchhoff. Autrement dit, l'énergie peut transiter partiellement à travers le réseau d'un pays tiers, qui peut s'en trouver gêné, sinon perturbé. La concertation directe entre électriciens permet de résoudre le problème par une évaluation de justes compensations au bénéfice du pays impliqué malgré lui par ces échanges.

L'extension de l'interconnexion électrique s'est effectuée de proche en proche par la synchronisation de la fréquence, qui s'établit par la marche en parallèle des alternateurs.

Les trois plus grands réseaux dans le monde sont :

– le réseau du Nord-Est américain, qui unit l'Est des États-Unis et l'Est canadien, et qui possède la plus grande puissance installée ;

– le réseau russe, qui s'étend de l'Ukraine au lac Baïkal sur 6 000 km, et du nord au sud sur 3 000 km, avec notamment une ligne de 1 150 kV ;

– le réseau de l'Europe de l'Ouest, qui inclut désormais les réseaux de Pologne, de Hongrie, de Slovaquie, de la République tchèque, de Croatie et de Slovénie, et qui est relié de façon synchrone avec le Maghreb par câble à travers le détroit de Gibraltar.

En Europe, d'autres réseaux ne sont pas synchronisés avec le réseau de l'Europe de l'Ouest, mais connectés à lui par des liaisons à courant continu :

– le réseau scandinave réunit la Scandinavie et l'Allemagne ;

– le réseau de la Grande-Bretagne est relié depuis 1988 au réseau européen par une liaison sous la Manche, d'une capacité de 2 000 MW ;

– le réseau de l'Europe orientale, comprenant la Serbie, le Monténégro, la Grèce, la Bulgarie, la Roumanie et l'Ukraine, est relié à l'Europe de l'Ouest par plusieurs liaisons.

19 Production d’électricité

19.1. Modes de production d’électricité

Une des souplesses signalées du système électrique est de pouvoir disposer de moyens de production alimentés par les sources d’énergie les plus diverses, dont les caractéristiques techniques et économiques sont suffisamment variées pour satisfaire à tous les aspects de la demande, et dont les localisations géographiques peuvent être très différentes, imposées soit par la source d’énergie, soit pour le bon équilibre dynamique du réseau.

Un groupe de production se caractérise par de nombreux paramètres techniques dont on ne cite ici que les principaux :

- sa puissance unitaire nominale ;
- son domaine de fonctionnement en tension et en fréquence ;
- son minimum technique (sa puissance minimale en fonctionnement continu) ;
- son temps de démarrage, son aptitude à participer au réglage de la fréquence ;
- sa capacité de suivi de charge.

Les modes de production se classent en grandes catégories selon le principe de la transformation en électricité de l’énergie primaire utilisée. Les plus courantes sont brièvement décrites ci-dessous. Ce sont celles qui sont mises en œuvre en France. Les centrales nucléaires sont étudiées en détail dans la cinquième partie de l’ouvrage.

19.1.1. Aménagements hydrauliques

L’énergie gravitaire de l’eau est transformée en énergie mécanique en passant à travers une turbine hydraulique, puis en électricité grâce à un alternateur.

Les aménagements hydro-électriques se classent d’abord en fonction de leur puissance nominale :

- micro-hydro-électricité : puissance inférieure à 100 kW ;
- mini-hydro-électricité : puissance comprise entre 100 kW et 2 MW ;
- petite hydro-électricité : puissance comprise entre 2 MW ET 10 MW ;
- grande hydro-électricité : puissance supérieure à 10 MW.

Les ouvrages hydrauliques sont de plusieurs types ; chaque aménagement présente des particularités dues à la nature du site :

– **ouvrages au fil de l'eau**, installés sur des basses chutes et des fleuves à gros débit, comme le Rhin ou le Rhône ; les groupes fonctionnent donc en continu et fournissent de l'électricité en base ;

– **ouvrages d'éclusée**, équipant une retenue d'eau alimentée par un débit assez important. L'eau est stockée dans la retenue aux heures creuses de la demande d'électricité, et turbinée aux heures de pointe, permettant ainsi une modulation de la production journalière ou hebdomadaire ;

– **ouvrages de lac**, disposant d'un réservoir important en montagne constitué par un barrage ; l'eau, captée en altitude par divers aménagements, est stockée pour être turbinée en heures de pointe ou semi-pointe selon la réserve d'eau disponible ;

– **stations de transfert d'énergie par pompage** (STEP), qui constituent un moyen indirect de stocker de l'électricité et qui sont examinées à cet égard au chapitre 20.

Les aménagements hydrauliques peuvent se classer aussi par la hauteur de chute : ceux de haute chute (de plus de 200 m), de moyenne chute (entre 40 et 200 m), et de basse chute. La pente varie dans le même sens que la hauteur. La technologie des barrages est très variable : barrages poids en terre, en enrochements, en béton, à contreforts, ou encore barrages voûte prenant appui sur les rives.

La production hydraulique se valorise selon les heures, notamment les heures de pointe, ou selon les saisons pendant lesquelles elle est fournie au réseau. Du point de vue de la gestion du réseau, elle a l'avantage d'être rapidement mobilisable pour participer à la régulation secondaire et, pour certains des équipements, d'être incluse dans la réserve tournante.

19.1.2. Centrales thermiques classiques à charbon

Le principe général des centrales thermiques classiques est fondé sur le fonctionnement d'un circuit fermé eau-vapeur disposé entre une source chaude (la chaudière) et une source froide (le condenseur). L'énergie de la source chaude est fournie par la combustion dans une chaudière d'un combustible fossile (charbon, fioul, gaz, biomasse) et est transmise au circuit eau-vapeur par un faisceau tubulaire disposé sur les parois de la chaudière, où l'eau est partiellement vaporisée. On opère ensuite une séparation de phase dans un ballon ; l'eau est renvoyée dans les tubes vaporisateurs avec celle qui provient de la pompe d'alimentation ; la vapeur saturée est surchauffée dans un échangeur de chaleur situé dans l'évacuation des gaz de combustion. Cette vapeur est détendue dans une turbine couplée à un alternateur. La source froide est constituée par un condenseur situé sous la turbine, où la vapeur est liquéfiée grâce à un circuit extérieur d'eau froide provenant d'une rivière ou de la mer ou de tours de réfrigération. L'eau du condenseur est renvoyée dans le faisceau de tubes vaporisateurs de la chaudière par la pompe d'alimentation (voir figure 19.1).

En fonctionnement nominal, le rendement des centrales classiques se situe entre 40 et 42 %. Leur minimum technique est de l'ordre de 20 %. Elles peuvent participer au réglage primaire et secondaire de la fréquence ; elles peuvent constituer une partie de la réserve tournante.

La réalisation technique des centrales thermiques classiques diffère très notablement selon le combustible utilisé. On distingue notamment deux types de centrales à charbon.

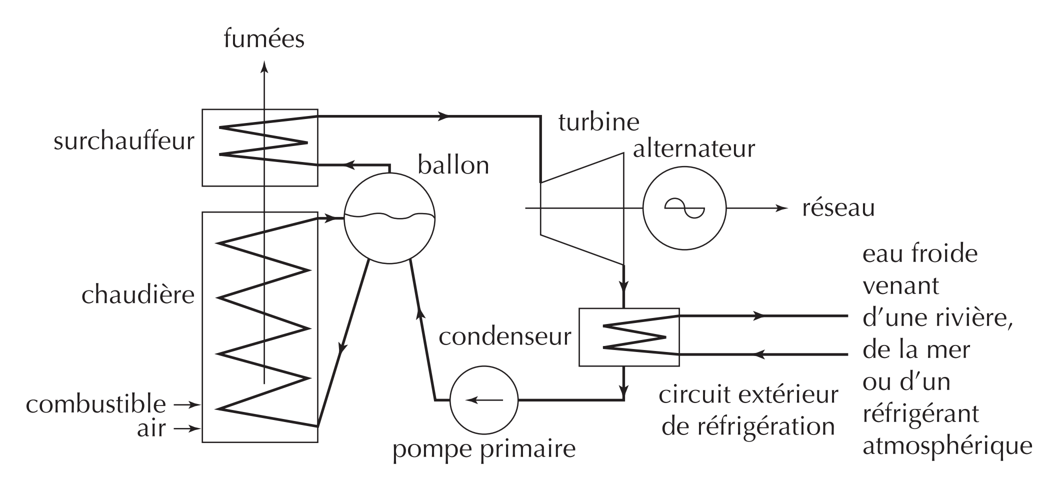


Figure 19.1. Schéma de principe d'une centrale thermique classique.

Les **centrales à charbon pulvérisé avec traitement des fumées** utilisent du charbon très finement broyé (granules de 80 microns), entraîné dans le foyer de la chaudière par l'air de combustion. Les gaz de combustion passent dans différentes sections d'un récupérateur de chaleur, puis dans des dépoussiéreurs électrostatiques ou des filtres à manche, avant d'être rejetés à la cheminée à une température d'environ 130 °C.

La puissance des unités varie de 100 MW à 600 MW, voire 900 MW.

Les **centrales à lit fluidisé circulant** (LFC) se caractérisent par leur foyer, où un courant d'air maintien en suspension une masse importante de cendres. Des particules de charbon broyé et de calcaire en poudre sont injectées dans cette masse chaude en mouvement qui est entraînée vers l'extérieur du foyer puis recyclée après séparation des fumées dans un cyclone (voir figure 19.2).

Cette recirculation dans le foyer permet une combustion satisfaisante du charbon, malgré la température relativement basse de 850 à 900 °C qui est maintenue afin de favoriser la captation du dioxyde de soufre par la chaux (provenant de la décarbonisation du calcaire) et de minimiser la formation des oxydes d'azote.

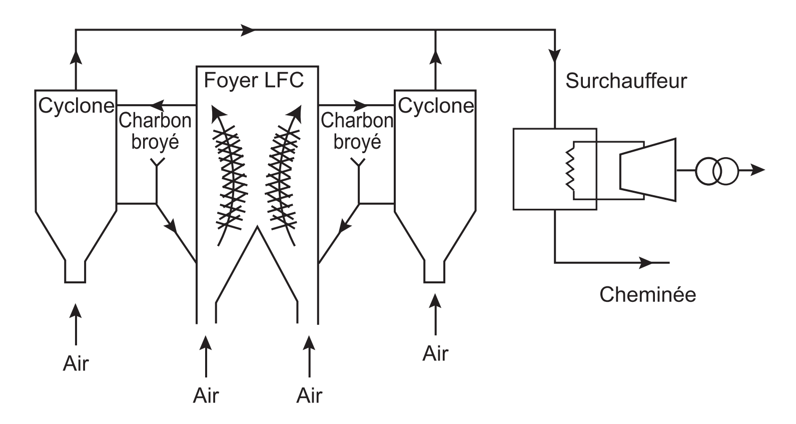


Figure 19.2. Schéma de principe d'une chaudière à lit fluidisé circulant.

Des unités de 250 MW sont commercialisables aujourd'hui ; l'extrapolation à 600 MW est encore à l'étude.

19.1.3. Centrales à gaz

Les centrales à gaz sont basées sur la combustion du gaz naturel dans de l'air sous pression et sur la détente des gaz chauds brûlés dans une turbine couplée à un alternateur. En fait, elles sont de deux types : les turbines à gaz à cycle simple, et les turbines à gaz à cycle combiné.

Les **turbines à gaz à cycle simple** (TAG) sont constituées d'une entrée d'air avec filtration, d'un compresseur d'air, d'une chambre à combustion avec injection de gaz (ou d'un produit pétrolier léger), d'une turbine de détente et d'un échappement des gaz. On améliore le rendement en préchauffant l'air à la sortie du compresseur par les gaz d'échappement de la turbine.

La puissance nominale est d'environ 250 MW. Le rendement est au mieux de 36 %. Les TAG sont utilisées pour les heures de pointe extrême, c'est-à-dire un nombre d'heures très restreint à chaque démarrage. Le temps de démarrage est court.

Les **turbines à gaz à cycle combiné** se composent d'une TAG (sans récupération) couplée à un alternateur, et d'une chaudière de récupération alimentée par les gaz d'échappement de la TAG et associée à un circuit fermé eau-vapeur. Dans cette chaudière, l'eau récupère l'énergie des gaz d'échappement pour se transformer en vapeur surchauffée, qui se détend dans une turbine à vapeur couplée à un autre alternateur ; ainsi on récupère plus de 20 % de l'énergie de combustion, qui, s'ajoutant aux 35 % de rendement de la TAG, conduit à un rendement total pouvant dépasser 55 % (voir figure 19.3).

Les centrales à gaz à cycle combiné sont utilisées pour une production en base ou en suivi de charge entre les creux et les pointes journalières de consommation. Elles participent efficacement au réglage de la fréquence.

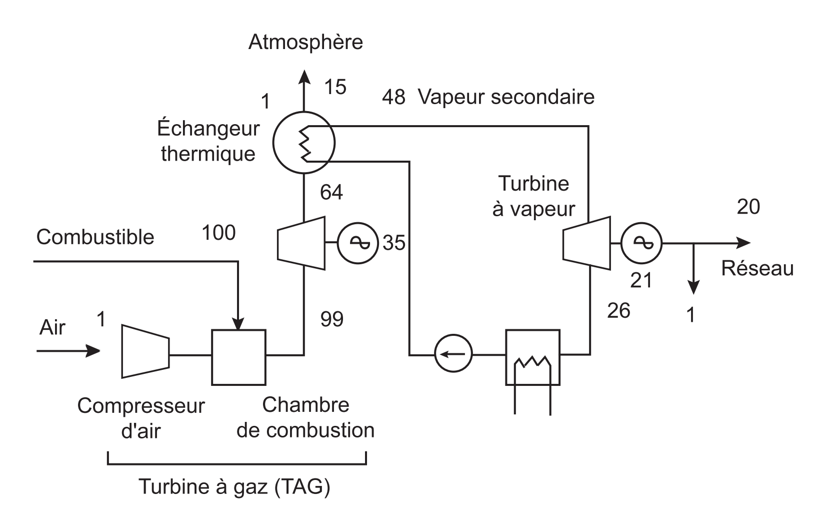


Figure 19.3. Schéma de principe d'un cycle combiné et bilan associé en %.

19.1.4. Éoliennes

Les éoliennes, ou aérogénérateurs, transforment la force motrice du vent en énergie mécanique, puis en énergie électrique. Le type le plus courant est constitué d'un mât et de trois pales tournant au vent autour d'un axe horizontal, à faible vitesse (30 à 40 t/mn). Un multiplicateur transfère l'énergie sur un axe rapide (1 500 t/mn) qui actionne une génératrice. Le courant alternatif produit est transformé en courant continu qui est stocké dans des batteries d'accumulateurs. Ce courant est transformé à nouveau en courant alternatif par un onduleur pour être injecté dans le réseau.

La puissance théorique d'une éolienne est proportionnelle à la surface balayée par les pales et au cube de la vitesse du vent. La production d'électricité ne commence que pour un vitesse de vent de 4 m/s ; la puissance maximale est atteinte pour une vitesse de 11,5 m/s. La vitesse de rotation des pales est alors maintenue constante pour des raisons de sécurité, et arrêtée pour 25 m/s.

La puissance unitaire d'une éolienne terrestre est aujourd'hui de 2 MW pour une hauteur de mât pouvant aller jusqu'à 100 m et une longueur de pale d'environ 50 m. Les éoliennes sont groupées sur un même site pour constituer un parc éolien.

La production d'une éolienne est faible. Exprimée en nombre d'heures de fonctionnement équivalent à pleine puissance, la production du parc éolien français, installé sur les sites les mieux ventés du pays, reste de l'ordre de 2 000 heures par an en moyenne (1 700 h en Allemagne). Une éolienne ayant une production intermittente et en partie aléatoire, les notions de puissance continue nette, de puissance garantie, de minimum technique et de suivi de charge n'ont pas de sens. C'est pourquoi un parc éolien national important pourrait rendre plus difficile la gestion du réseau électrique, sauf à investir dans des turbines à gaz complémentaires.

19.2. Puissance électrique installée dans le monde

Les statistiques relatives à la production d'électricité sont présentées selon ses deux dimensions énergétiques : puissance installée et énergie fournie. L'une et l'autre se décomposent selon les différents modes de production et se diversifient selon les conditions spécifiques de chaque pays.

Le partage de la puissance installée selon les techniques mises en œuvre ne reflète pas celui de l'électricité produite du fait de leur mode de fonctionnement différent. Le tableau 19.1 présente les puissances électriques par techniques mises en œuvre et par régions du monde.

19.3. Production totale d'électricité dans le monde

La production d'électricité dans le monde s'est élevée de 5 217 TWh en 1971 à 16 742 TWh en 2003, ce qui représente en moyenne une croissance de 3,7 % par an. L'évolution de

Tableau 19.1. Puissance électrique installée dans le monde au 1er janvier 2002 (source : CEA, *Informations sur l'énergie*, éd. 2005).

Puissance installée GW	Thermique classique	Hydraulique	Nucléaire	Autres [(1)]	Total
Amérique du Nord	**697**	**175**	**110**	**19**	**1 002**
dont États-Unis	635	99	98	17	848
Amérique du Sud	**70**	**118**	**3**	**4**	**194**
dont Brésil	8	63	2	3	76
Union européenne à 25	**356**	**146**	**128**	**24**	**655**
dont France	26	21	63	1	111
Ex-URSS [(2)]	**244**	**74**	**38**	**0**	**356**
Moyen-Orient	**99**	**6**	**0**	**0**	**104**
Afrique	**80**	**21**	**2**	**0**	**102**
Asie	**475**	**143**	**11**	**4**	**633**
dont Chine	253	83	2	0	338
Inde	90	26	3	2	120
Pacifique OCDE [(3)]	**248**	**35**	**60**	**4**	**346**
Autres [(4)]	**57**	**6**	**9**	**0**	**72**
Total monde	**2 326**	**724**	**361**	**55**	**3 465**

[(1)] Énergies renouvelables (hors hydraulique) et déchets.
[(2)] Hors pays ayant rejoint l'Union européenne en 2004.
[(3)] Australie, Corée du Sud, Japon et Nouvelle Zélande.
[(4)] Norvège, Suisse et Turquie.

cette production par grandes régions du monde est donnée par la figure 19.4. On constate un ralentissement de la croissance dans les pays de l'OCDE, une accélération en Chine, en général en Asie, dans une moindre mesure en Amérique du Sud, mais une décroissance

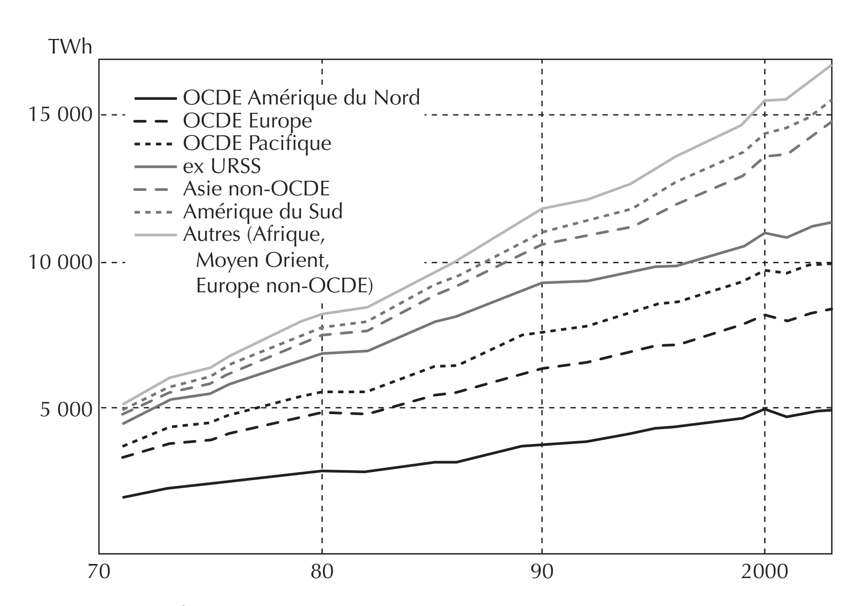


Figure 19.4. Évolution de la production d'électricité par région du monde.

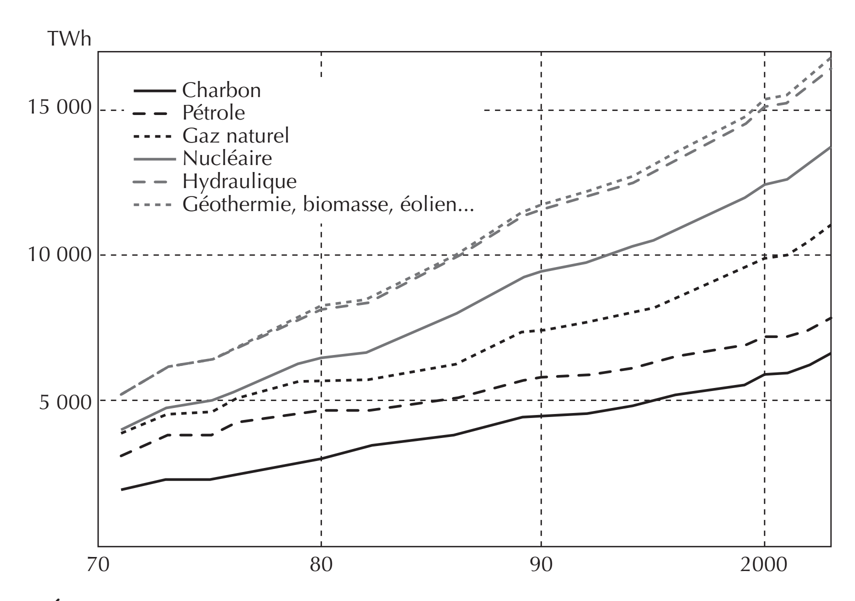


Figure 19.5. Évolution de la production d'électricité dans le monde par sources d'énergie primaire.

dans l'ex-URSS. S'agissant de la production par source d'énergie primaire, la figure 19.5 montre la prépondérance du charbon malgré une contribution relative moins importante depuis le début des années 1990, une croissance très importante du nucléaire depuis 1971, une diminution marquée de la contribution du pétrole, alors que celle du gaz croît fortement. Le tableau 19.2 présente la situation mondiale en 2003.

Le charbon est l'énergie primaire qui contribue le plus à la production d'électricité (près de 40 %, mais près de 80 % en Chine et 70 % en Inde, et aussi plus de 50 % aux

Tableau 19.2. Production totale d'électricité dans le monde en 2003 (source : *Energy Balances of OECD Countries, 2002-2003*, IEA, éd. 2005 et *Energy Balances of Non-OECD Countries, 2002-2003*, IEA, éd. 2005).

Énergie Primaire	Charbon (%)	Pétrole (%)	Gaz (%)	Nucléaire (%)	Hydraulique (%)	Autres (%)	Total TWh
Amérique du Nord	**45,8**	**4,6**	**16,1**	**18,0**	**13,1**	**2,4**	**4 887**
dont États-Unis	51,4	3,4	16,5	19,4	6,9	2,4	4 081
Amérique du Sud	**3,0**	**10,4**	**13,3**	**2,5**	**68,3**	**2,5**	**829**
dont Brésil	2,4	3,8	3,8	4,0	82,7	3,3	365
Europe OCDE	**30,1**	**4,9**	**18,2**	**29,3**	**13,9**	**3,6**	**3 388**
Europe non-OCDE	**45,7**	**7,7**	**7,7**	**14,5**	**24,4**	**0,0**	**189**
Ex-URSS	**19,4**	**3,5**	**41,9**	**18,5**	**16,5**	**0,2**	**1 349**
Moyen-Orient	**6,5**	**38,4**	**52,2**	**0,0**	**2,9**	**0,0**	**553**
Afrique	**46,2**	**8,7**	**25,4**	**2,5**	**16,8**	**0,4**	**507**
Asie	**65,0**	**5,6**	**11,6**	**3,0**	**13,9**	**0,9**	**3 376**
dont Chine	79,4	3,0	0,7	2,2	14,6	0,1	1 943
Inde	68,3	4,6	11,5	2,8	11,9	0,9	633
Pacifique OCDE	**36,7**	**10,3**	**20,3**	**22,4**	**8,4**	**1,9**	**1 663**
Total monde	**40,1**	**6,9**	**19,4**	**15,8**	**15,9**	**1,9**	**16 742**

États-Unis). Ensuite vient le gaz (près de 20 %) ; l'hydraulique (2 726 TWh) et le nucléaire (2 635 TWh) sont presque à égalité (environ 16 %). Les énergies renouvelables hors l'hydraulique, figurant sous la rubrique Autres dans le tableau 19.2, ne représentent que 1,9 % de la production d'électricité (321 TWh), dont le détail a été donné dans le tableau 10.3.

19.4. Production d'électricité d'origine nucléaire dans le monde

Il existe dans le monde, fin 2004, 440 unités électronucléaires, totalisant une puissance installée de 366,3 GW, réparties dans 31 pays, dont la plupart font partie de l'OCDE.

Dans la production d'électricité de l'OCDE en effet, la contribution du nucléaire s'élève à 22,3 %, et en particulier dans l'Europe des 25 à 31,2 %. Le tableau 19.3 indique pays par pays la puissance nucléaire nette installée, la production nette d'origine nucléaire et la part du nucléaire dans la production totale d'électricité.

Le tableau 19.3 met en évidence les deux aspects que revêt un programme électronucléaire national : l'expérience d'exploitation, qui est en rapport avec le nombre de réacteurs en service et qui se traduit en années-réacteur ; la part nucléaire dans la production totale d'électricité, qui souligne l'importance du programme dans l'ensemble de la politique énergétique du pays. Le programme nucléaire français présente ces deux aspects.

19.5. Puissance et production électrique en France

La structure de la production d'électricité en France a été profondément modifiée à la suite des deux chocs pétroliers et de la fermeture des mines de charbon nationales. La mise en œuvre du programme électronucléaire à partir de 1974 a permis une substitution massive de l'énergie nucléaire au fioul, puis au charbon, pour la production d'électricité. La production brute électronucléaire s'est élevée progressivement de 15 TWh en 1973 à 448 TWh en 2004. La puissance installée nette sur le réseau français et la production nette correspondante en 2004 sont présentées dans le tableau 19.4.

Tableau 19.3. Puissance et production électronucléaires dans le monde à fin 2004 (source : *Elecnuc – Les centrales nucléaires dans le monde*, CEA, éd. 2005).

Pays	Puissance nucléaire nette installée (MW) et (nombre d'unités)	Production électrique nucléaire (GWh)	Part du nucléaire dans la production totale (%)
Afrique du Sud	1 800 (2)	14 285	6,6
Allemagne	20 679 (18)	158 390	31,8
Argentine	935 (2)	7 313	8,2
Arménie	376 (1)	2 205	38,8
Belgique	5 801 (7)	44 857	55,1
Brésil	1 901 (2)	11 545	3
Bulgarie	2 722 (4)	15 598	41,6
Canada	12 113 (17)	85 270	15
Chine	6 602 (9)	47 800	2,2
Corée du Sud	15 850 (19)	123 970	37,9
Espagne	7 585 (9)	60 888	22,9
États-Unis	99 210 (104)	788 556	19,9
Finlande	2 676 (2)	21 779	26,6
France	63 363 (59)	426 800	78,1
Hongrie	1 755 (4)	11 290	33,8
Inde	2 550 (14)	15 044	2,8
Japon	45 468 (54)	273 813	29,3
Lituanie	1 185 (1)	13 917	72,1
Mexique	1 310 (2)	10 584	5,2
Pakistan	425 (2)	1 930	2,4
Pays-Bas	449 (1)	3 605	3,8
Rep. Tchèque	3 528 (6)	26 325	31,2
Roumanie	655 (1)	5 144	10,1
Royaume-Uni	11 852 (23)	73 680	19,4
Russie	21 743 (31)	133 017	15,6
Slovaquie	2 442 (6)	15 624	55,2
Slovénie	656 (1)	5 204	38,8
Suède	9 469 (11)	75 039	51,8
Suisse	3 220 (5)	25 432	40,0
Taiwan	4 884 (6)	37 939	20,9
Ukraine	13 107 (15)	81 813	51,1
Total	366 311 (440)	2 618 574	20

Tableau 19.4. Puissance installée et production électriques en France en 2004 (source : *Informations sur l'énergie*, CEA, éd. 2005).

Type d'équipement	Puissance maximale (GW)	Production nette (TWh)	Part de la production intérieure (%)
Thermique nucléaire			
REP 1 450 MW	6,0		
REP 1 300 MW	26,4		
REP 900 MW	30,7		
RNR	0,2		
Total	**63,3**	**426,8**	**78,1**
Thermique classique			
Charbon	10,2	22,8	4,2
Fioul > 250 MW	6,7	1,8	0,3
Autres	11	30,7	5,6
Total	**27,9**	**55,3**	**10,1**
Hydraulique			
Fil de l'eau	7,5	32,1	5,9
Éclusée	4,3	11,3	2,1
Lac	9,3	14,8	2,7
Pompage	4,3	6,3	1,1
Total	**25,4**	**64,5**	**11,8**
Parc de production	**116,6**	**546,6**	**100,0**

20 Stockage de l'électricité

20.1. Procédés et fonctions du stockage de l'électricité

20.1.1. Variété des procédés

L'électricité n'est pas stockable. Cette contrainte majeure pour les exploitants de systèmes électriques et pour certains utilisateurs peut s'alléger dans une certaine mesure grâce à des solutions techniques qui dérivent des principes suivants :

– l'électricité se stocke directement par effet électrostatique ou électromagnétique, mais la quantité d'énergie concernée est très faible, et ces procédés répondent à des besoins spécifiques ;

– l'électricité se stocke de façon indirecte par le passage à une forme d'énergie intermédiaire, et la quantité d'énergie ainsi accumulée est restituée ultérieurement sous forme électrique, mais ces procédés rencontrent des limites techniques et économiques au regard des besoins.

La variété technologique des procédés se traduit par des valeurs fort différentes des paramètres principaux des stockages, qui sont :

– le rendement énergétique global incluant stockage et restitution ;

– la capacité massique de stockage, exprimée en Wh/kg ;

– les durées relatives au stockage et à la décharge ;

– la cyclabilité ou le nombre acceptable de cycles de charge/décharge ;

– le coût d'investissement des installations et celui de la fourniture d'électricité.

À titre d'exemple, selon les procédés, le rendement varie de 70 % environ à 95 % alors que les durées de restitution s'étagent de quelques mois jusqu'à des durées aussi courtes que des fractions de millièmes de secondes. Il en résulte que les fonctions de stockage sont des plus diverses.

20.1.2. Variété des fonctions

Dans la gestion d'un système électrique, la fonction principale du stockage est le report d'énergie, dont la motivation est d'ordre économique. L'énergie électrique produite à

bas coût pendant les heures creuses est accumulée sous une forme d'énergie intermédiaire et restituée pendant les heures les plus chargées en substitution à de l'électricité qui aurait été fournie par des moyens de pointe utilisant des combustibles fossiles chers. Selon les moyens mis en œuvre, les périodes d'intervention d'un report d'énergie vont de la journée à la semaine, voire la saison. Ces stockages d'énergie, en raison de leur mise en œuvre très rapide, sont aussi utilisées en substitution à des réserves tournantes.

Dans les unités de production, le stockage d'électricité sous forme de batteries d'accumulateurs joue un rôle de sécurité, notamment dans les centrales nucléaires où il est le recours ultime du système de contrôle-commande.

Quant au transport et la distribution, des installations de stockage réparties sur le réseau, comme au Japon par exemple, permettent de moduler la courbe de charge locale en atténuant les pointes de consommation et d'assurer un rôle de secours de brève durée.

Dans les installations décentralisées alimentées par les énergies renouvelables, dont le régime de production est intermittent (éolien et photovoltaïque), le stockage d'électricité par batteries permet une fourniture ajustée à la demande grâce à l'énergie emmagasinée lors des périodes d'excès de la production. Dans le cas d'installations de ce type raccordées au réseau, le stockage peut présenter aussi les avantages de régulation de charge et de tension pour le réseau.

Dans les utilisations de l'électricité de réseau qui exigent une qualité particulière de la fourniture (grande stabilité de la tension, continuité rigoureuse de l'alimentation), un dispositif de stockage est nécessaire (batteries avec un onduleur).

Pour d'autres utilisations d'électricité de réseau, sous réserve d'un bilan économique favorable, un stockage d'électricité peut permettre d'éviter de consommer l'électricité du réseau pendant les heures de pointe.

Dans le transport automobile, la traction électrique est un enjeu important du point de vue de l'approvisionnement énergétique et de l'environnement. Les paramètres les plus critiques sont les capacités massique et volumique des batteries et la durée de stockage, dont l'amélioration est nécessaire au développement significatif de cette technique.

20.2. Technologies du stockage de l'électricité

20.2.1. Stockages centralisés

20.2.1.1. Chaleur

Le principe de ce stockage est d'utiliser la chaleur de fusion d'un corps. Celle-ci, d'abord accumulée, ensuite récupérée à température constante par l'intermédiaire d'un fluide caloporteur, produit de la vapeur qui entraîne une turbine.

Ce procédé est encore au stade de l'expérimentation ; les matériaux envisagés sont la soude, des sels inorganiques, des sels hydratés, des hydrures métalliques. Son rendement dépend très fortement de la température à laquelle s'effectue le stockage.

20.2.1.2. Compression d'air

Le principe consiste à comprimer de l'air dans une cavité à une pression entre 40 et 70 bar, et à détendre cet air dans une turbine à gaz selon les variations de la demande. Pendant les heures creuses, l'air est comprimé par des compresseurs électriques ; aux heures de pointe la turbine restitue au réseau l'énergie au rendement près de l'installation.

Faute de sites hydrauliques pour un stockage gravitaire, ce procédé, quoique plus cher, peut être utilement mis en œuvre, comme à Huntorf en Allemagne (290 MW) et à Mc Intosh aux États-Unis (110 MW).

20.2.1.3. Stockage gravitaire

Le principe des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) est de pomper en heures creuses puis de turbiner en heures de pointe l'eau contenue dans deux bassins proches situés à des altitudes différentes. Les STEP modernes sont équipées de groupes réversibles pompe-turbinage dont le rendement peut atteindre aujourd'hui 80 %.

Les caractéristiques essentielles d'une STEP sont la puissance électrique, la hauteur de chute, le temps de turbinage du volume utile à puissance maximale, le temps de démarrage de la turbine. Pour les trois principales STEP en France ces caractéristiques sont :

Site	Montézie	Gran'Maison	Super-Bissorte
Puissance en MW	920	1 680	720
Hauteur de chute en m	416	955	1 116
Temps de turbinage en h	24	20	150
Temps de démarrage	2 min 9 s	2 min 30 s	3 min 30 s

20.2.2. Stockages impulsionnels

Des technologies de stockage impulsionnel agissant en quelques fractions de seconde à quelques secondes pourrait améliorer, s'ils atteignent leur développement industriel, le fonctionnement des réseaux : amortir les oscillations de puissance active et éviter la déstabilisation des grands réseaux de transport ; assurer la sécurité des transit dans des situations limites ou encore permettre localement le lissage de creux de tension.

20.2.2.1. Condensateurs et super-condensateurs

Les condensateurs ont une capacité de stockage très réduite, quelques centièmes à quelques dixièmes de Wh/l. Les temps de décharge peuvent être limités à quelques microsecondes.

Les super-condensateurs fonctionnent grâce à deux électrodes conductrices à très haute surface spécifique, jusqu'à plusieurs milliers de m^2 par gramme de matière, entre lesquelles est disposé un électrolyte, qui est un conducteur purement ionique, et un isolant électronique. Un champ électrique appliqué entre les électrodes permet par déplacement d'ions dans l'électrolyte une forte accumulation de charges à la frontière des électrodes et ainsi un stockage d'énergie massique supérieur d'au moins deux ordres de grandeur à celui des condensateurs classiques.

On obtient ainsi une énergie massique de 10 à 15 Wh/kg et une puissance massique de à 0,8 à 2 kW/kg, avec la possibilité d'effectuer plus de 100 000 cycles de charge-décharge et une constante de temps inférieure à 10 s.

20.2.2.2. Stockage électromagnétique

Ce procédé utilise la propriété des bobines supraconductrices de stocker l'énergie électrique sans dissipation de chaleur du fait de leur résistance nulle au-dessous de la température critique de leur matériau. La bobine restitue du courant électrique continu transformé en courant alternatif par un onduleur.

Quelques unités de petite taille ont été commercialisées. Leur rendement est excellent (95 %) ainsi que leur densité de puissance (supérieure à 1 kW/l) et leur cyclabilité, mais leur fonctionnement cryogénique à très basse température est contraignant.

20.2.2.3. Stockage inertiel

Le principe est celui de l'accumulation d'énergie cinétique dans un volant d'inertie. Sa mise en œuvre est limitée par la contrainte maximale admissible dans le matériau du volant en raison des efforts centrifuges, et repose sur la technologie des suspensions magnétiques.

Le stockage inertiel a un coût élevé, mais il est bien adapté pour fournir de courtes impulsions de puissance. Les Japonais ont développé un volant de 27 kg tournant à 1 500 tours/minute, capable de stocker 90 Wh et de fournir 5 kVA pendant un peu plus d'une minute.

20.2.3. Stockage par accumulateurs électrochimiques

Un accumulateur électrochimique est constitué de deux électrodes, positive et négative, disposées dans un électrolyte. Lorsqu'un circuit électrique extérieur est branché aux bornes de l'accumulateur, des réactions électrochimiques d'oxydation et de réduction sont activées à la surface des électrodes, libérant un courant d'ions dans l'électrolyte se déplaçant de l'électrode négative à l'électrode positive. Celui-ci est exactement compensé par un courant d'électrons dans le circuit extérieur, qui s'établit sous une tension spécifique.

Par définition, un accumulateur est rechargeable : les réactions électrochimiques s'inversent en imposant à ses bornes un courant électrique. Dans le cas contraire, il s'agit d'une pile électrochimique.

20.2.3.1. Accumulateurs au plomb

Ils sont les plus répandus (démarrage de véhicules, alimentation de secours…) et les moins coûteux. L'électrode positive est constituée d'oxyde de plomb, l'électrode négative de plomb, l'électrolyte est une solution diluée d'acide sulfurique. La tension aux bornes d'un élément se situe autour de 2 V, le rendement est presque de 80 %, la cyclabilité d'environ 2 000 cycles à 40 % de décharge ; la capacité massique est médiocre (30 Wh/kg).

20.2.3.2. Accumulateurs alcalins

Leur électrolyte est une solution de potasse. Ils sont utilisés dans de nombreux équipements portables. On distingue plusieurs types :

– les accumulateurs nickel-cadmium, dont la tension par élément n'est que 1,2 V, mais qui supportent les décharges totales ; comparés aux accumulateurs au plomb, leur rendement est moins bon (56 %), mais leur capacité massique meilleure (50 Wh/kg) ;

– les accumulateurs nickel-zinc, dont la tension aux bornes est de 1,7 V, la capacité massique bonne, la cyclabilité mauvaise ;

– les accumulateurs nickel-fer, dont la tension est de 1,3 V, la cyclabilité très bonne, mais l'autodécharge trop grande.

20.2.3.3. Accumulateurs scellés au sodium

Ils fonctionnent à haute température (300 °C) avec un électrolyte solide en alumine ; les plus utilisés sont du type sodium-soufre.

20.2.3.4. Accumulateurs au lithium

Ils ont fait de grands progrès depuis les années 80, le type lithium-ion étant le plus prometteur. La tension peut atteindre 4 V et la capacité massique 140 à 160 Wh/kg, et à l'avenir peut-être 190 à 200 Wh/kg.

On appelle batterie une connexion en série d'accumulateurs de façon à augmenter la tension aux bornes du circuit.

Les stockages fixes par grandes batteries d'accumulateurs qui sont insérés sur les réseaux pour en améliorer le fonctionnement sous divers aspects ont été mis en œuvre à partir de 1994 aux États-Unis avec des accumulateurs au plomb (en Alaska par exemple, 70 MW, 17 MWh) et au Japon avec des accumulateurs au sodium-soufre (6 MW, 48 MWh).

21 Demande et consommation d'électricité

21.1. Usages de l'électricité

Les inventions de la fin du XIXe siècle dans le domaine de l'électricité n'ont cessé de se perfectionner ; elles sont à la base de l'**électrotechnique**, qui traite de tous les phénomènes liés au passage de courants électriques dans des conducteurs métalliques à la fois pour la production, le transport et l'utilisation de l'électricité.

De nouvelles applications, qui mettent à profit les phénomènes provoqués par le passage d'un courant électrique dans les gaz raréfiés et surtout dans les semi-conducteurs, sont apparues au cours du XXe siècle. Elles constituent l'**électronique**, domaine qui a pris une importance considérable dans tous les secteurs de l'économie de la fin de ce siècle.

L'électricité est devenue à ce point indispensable en raison de ses qualités que l'on oublie que certains de ses usages aujourd'hui qualifiés de spécifiques, dits aussi **captifs**, ne l'étaient pas à l'origine. Il y a eu substitution progressive de lampes à pétrole ou de l'éclairage public au gaz de ville par les ampoules électriques ou de l'énergie musculaire par des robots ménagers ou encore des machines à vapeur par des moteurs électriques. Ces usages ne sont en fait captifs que par l'irréversibilité du recours à l'électricité. Toutefois , il existe des usages absolument spécifiques comme ceux relatifs à l'électrolyse, aux télécommunications, à la bureautique et à l'imagerie médicale.

Les usages se répartissent dans tous les secteurs d'activité. Les principaux sont :

– La force motrice : dans l'industrie, les moteurs électriques, destinés aux usages les plus variés, se classent à des niveaux de puissance très différents : broyage, laminage, usinage, et, de façon plus diffuse, compression d'air, pompage, ventilation ; dans le secteur de l'énergie, le fonctionnement des pompes à chaleur et la recompression de vapeur ; dans celui des transports, la traction électrique des trains ; dans le secteur résidentiel, les innombrables petits moteurs de l'électroménager, notamment des réfrigérateurs et des machines à laver, et les moteurs des ascenseurs.

– L'électrolyse, usage industriel spécifique de la production de chlore et d'aluminium.

– L'éclairage, usage devenu captif dans tous les secteurs de l'activité, mettant en œuvre diverses techniques.

– Le chauffage et les effets thermiques : dans l'industrie, on utilise le chauffage électrique dans des fours à résistance ou des fours à induction pour certains traitements à haute température pour la fusion des métaux ou des traitements métallurgiques particuliers ; on l'utilise dans certains cas pour le chauffage de liquides ou le séchage de matières diverses.

L'électricité permet des techniques industrielles spécifiques :

- fours à arc en métallurgie ou pour le traitement des déchets ;
- torches à plasma pour des applications particulières à très haute température (> 3 000 °C) en métallurgie, en chimie ou dans le traitement de déchets ;
- chauffage par rayonnement, soit par infrarouge pour des produits minces et plats, soit ultraviolet dans des procédés de polymérisation ou encore de stérilisation ;
- découpe au laser de puissance.

Dans le secteur résidentiel et tertiaire, l'électricité est utilisée pour le chauffage des locaux, soit en appoint, soit en base ; pour la cuisson des aliments ou la fourniture d'eau chaude sanitaire ; enfin, de façon plus spécifique, pour la climatisation.

– Les applications de l'électronique dans les télécommunications, l'informatique, la bureautique et la médecine : ces innombrables applications dans tous les secteurs sont absolument spécifiques : radio, télévision, radars, téléphonie, ordinateurs, photocopies, ultrasons, rayons X, IRMN.

21.2. Bilan électrique

Le bilan électrique annuel d'un pays équilibre d'une part la production nationale brute et les importations, d'autre part l'autoconsommation et les pertes du système électrique, les consommations des utilisateurs et les exportations.

L'**autoconsommation** est la somme des consommations des auxiliaires des groupes de production et des transformateurs primaires ainsi que l'énergie nécessaire au relevage de l'eau des stations de pompage.

La **consommation nette** est la somme des soutirages des clients finals sur le réseau de transport et sur les réseaux de distribution.

La **consommation intérieure** est la somme de la consommation nette, des pertes d'électricité dans les réseaux, et des ajustements.

Le tableau 21.1 présente le bilan électrique de la France en 2004, exprimé en TWh.

21.3. Indicateurs de la consommation d'électricité

Comme pour l'énergie, des indicateurs de la consommation d'électricité permettent d'en suivre l'évolution au niveau final de son utilisation.

21.3.1. Taux de croissance

La croissance continue de la consommation d'électricité est un fait remarquable observé dans tous les pays du monde, hors périodes de troubles importants. L'électricité, en raison

Tableau 21.1. Bilan électrique de la France en 2004
(source : *Les bilans de l'énergie 1970-2004*, Observatoire de l'Énergie, éd. 2004).

Production brute		**572,2**
dont énergies hydraulique, éolienne, marémotrice	66,0	
production brute thermique classique	58,0	
production brute nucléaire	448,2	
Importations		**6,5**
Total de l'approvisionnement brut		**578,7**
Autoconsommation		**31,9**
dont consommation des auxiliaires	24,6	
énergie de pompage	7,3	
Consommation intérieure		**478,2**
dont pertes réseaux et ajustements	32,1	
consommation nette	446,1	
dont branche énergie (1)	27,9	
consommation des secteurs	419,7	
corrections du climat (2)	– 1,5	
Exportations		**68,6**
Total des emplois		**578,7**

(1) Il s'agit de la consommation d'électricité d'Eurodif et des producteurs d'énergie comme les cokeries, les usines à gaz, les fabriques d'agglomérés et les raffineries.
(2) La consommation des secteurs d'activité est présentée après correction climatique.

des avantages qui lui sont propres et de ses nombreux usages captifs, est devenue un bien de consommation indispensable, dont l'utilisation, de ce fait, est assez peu sensible aux bouleversements pouvant affecter le marché de l'énergie. L'absence de fluctuations importantes du taux de croissance de la consommation électrique dans tous les pays confirme cette constatation.

Sur la période 1973-2003, ce taux a été en moyenne de 3,4 % par an pour l'ensemble du monde ; 2,7 % pour l'ensemble de l'OCDE, dont 2,6 % en Amérique du Nord, 2,5 % en Europe et 3,65 % pour sa partie Pacifique. Dans les pays non-OCDE, il a été de 4,8 %, mais a atteint en Chine 9 % en moyenne de 1990 à 2003, avec un record de 16,52 % en 2003, la croissance du PIB chinois étant, il est vrai, cette année-là de 9,3 %.

Il apparaît à l'évidence des observations précédentes que le taux de la croissance de la consommation d'électricité suit le taux de développement d'un pays. Il s'infléchit progressivement dans les pays industrialisés. Par exemple, en France, de 7 % par an qu'il était encore au début des années 70, il a décru jusqu'à 1,6 % sur la période 2000-2004.

21.3.2. Taux de pénétration

Le taux de pénétration de l'électricité est la part de cette énergie dans la consommation énergétique finale d'un pays donné. Son niveau est généralement considéré comme un indice du développement du pays.

Sa progression reflète le succès de l'électricité auprès des consommateurs d'énergie. En France, elle a été particulièrement rapide sur la période 1973-2000 : de 9,7 %, le taux

de pénétration est passé à 21,5 % (22,4 % en 2004), alors que la part du charbon régressait de 13,2 % à 4,7 %, celle du pétrole de 63,8 % à 46,6 %, mais que celle du gaz s'élevait de 6,6 % à 20,5 %. Une des raisons de la pénétration rapide de l'électricité est l'essor du chauffage électrique qu'a permis l'énergie abondante et bon marché du programme nucléaire.

21.3.3. Consommation d'électricité par habitant et intensité électrique

Ces deux indicateurs ont une définition analogue à ceux qui leur correspondent pour l'énergie (voir chapitre 16). leur valeurs ont été données en kep/hab et kep/1 000 $ 1995 dans le tableau 16.2. On constate que les disparités entre pays riches et pays pauvres révélées par ces indicateurs de l'énergie sont un peu plus accentués au regard des indicateurs analogues de l'électricité.

L'intensité électrique considérée sur l'ensemble du monde a, d'après l'AIE, augmenté de 20 % entre 1971 et 2003, ce qui est une autre façon de mettre en évidence la croissance de la pénétration de l'électricité ; en fait, cette augmentation s'est poursuivie au rythme de 1 % par an environ jusqu'en 1991, puis le niveau de l'intensité s'est stabilisé. S'agissant des pays de l'OCDE, cette augmentation a atteint seulement 10 % en 1991 et le niveau décroît légèrement depuis. La croissance, et même la stabilité de l'intensité électrique, sont d'autant plus remarquables que l'intensité énergétique primaire a décru régulièrement de 1,5 % par an depuis 1990.

En France, la consommation par habitant en 2004 résulte d'une consommation des secteurs d'activité de 419,7 TWh et d'une population métropolitaine de 60,4 millions d'habitants, soit 6,95 MWh/hab ou encore 598 kep/hab. La valeur du PIB étant de 1 535,6 milliards d'euros 2000, l'intensité électrique en 2004 est de 0,273 MWh/1000 euros 2000 ou encore 23,5 kep/1 000 euros 2000.

21.4. Analyse sectorielle de la consommation d'électricité

La consommation finale d'électricité par les secteurs d'activité est extraite du bilan électrique. En France, de 1973 à 2004, son taux de croissance a été de près de 3,4 % en moyenne par an, alors que la consommation d'énergie finale n'a cru que de 0,6 % par an ; ce contraste traduit d'une autre façon la forte pénétration de l'électricité dans ce pays.

L'évolution de la consommation d'électricité par secteur en France, corrigée du climat, est présentée dans le tableau 21.2. On constate, c'est général, que les deux secteurs grands consommateurs sont l'industrie et le résidentiel-tertiaire. Ce dernier secteur se caractérise par la croissance remarquable de sa consommation (6,8 % de 1973 à 1990). Cette croissance est plus modeste pour l'industrie, hors sidérurgie (1,8 % en moyenne de 1973 à 2004).

La structure de la consommation s'est modifiée de 1973 à 2004, la part du résidentiel-tertiaire passant de 39,3 % à 63,1 %, celle de l'industrie décroissant de 48,0 % à 30,5 %

Tableau 21.2. Consommation finale d'électricité en France (source : *Réalités industrielles*, Annales des Mines, août 2005).

Secteur	1973		1990		2000		2004	
	TWh	%	**TWh**	%	**TWh**	%	**TWh**	%
Sidérurgie	**11,7**	7,8	**10,5**	3,4	**11,1**	2,8	**11,7**	2,8
Industrie	**72,3**	48,0	**105,0**	34,1	**127,4**	32,2	**127,8**	30,7
Résidentiel-Tertiaire	**59,2**	39,3	**182,3**	59,2	**243,7**	61,6	**264,9**	63,1
Agriculture	**1,1**	0,7	**2,0**	0,6	**2,7**	0,7	**3,2**	0,8
Transport	**6,4**	4,2	**8,3**	2,7	**10,4**	2,6	**12,1**	2,9
Total	**150,7**	100	**308,1**	100	**395,4**	100	**419,7**	100

(en incluant la sidérurgie, de 55,8 % à 33,3 %). La consommation du résidentiel-tertiaire s'est amplifiée par le développement du chauffage électrique.

Des constatations analogues sont faites par l'AIE à partir de statistiques relatives à 11 pays de l'OCDE, portant sur l'industrie, le résidentiel et le tertiaire ; elles se trouvent résumées par le taux de croissance et la structure de la consommation d'électricité de ces secteurs, donnés dans le tableau 21.3.

Dans ces 11 pays, la croissance de la consommation électrique a été jusqu'au début des années 1980 le fait des gros appareils électroménagers, ensuite celui de l'électronique et des petits appareils de cuisine. Dans le secteur tertiaire, il s'est agit de la climatisation, de la ventilation, de l'éclairage et de la bureautique.

Tableau 21.3. Croissance et structure de la consommation d'électricité dans 11 pays de l'OCDE (source : *30 years of Energy Use in IEA Countries*, IEA 2004).

	Consommation d'électricité			
Secteur	Taux de croissance		Structure	
	1973-1990	1990-1998	1973	1998
Industrie	1,5 %	1,9 %	45 %	35 %
Résidentiel	3,3 %	2,0 %	31 %	33 %
Tertiaire	4,4 %	3,3 %	22 %	31 %
Total	2,7 %	2,3 %	98 %	99 %

Les 11 pays concernés sont : Australie, Danemark, Finlande, France, Allemagne, Japon, Italie, Norvège, Suède, Royaume-Uni et États-Unis.

21.5. Prévision de la demande d'électricité

La croissance de la consommation d'électricité s'explique aisément par tous les avantages de cette énergie soulignés précédemment. Cette croissance continuera-t-elle sur le long terme ? On peut estimer que des économies substantielles seront réalisées grâce à des progrès technologiques, mais qu'à l'inverse d'autres progrès feront apparaître des usages nouveaux comme cela a été le cas jusqu'à maintenant (climatiseurs, torches à plasma, traction électrique). Des facteurs iront dans le sens de la poursuite du recours à l'électricité : le

coût de l'électricité croîtra moins vite que les énergies fossiles, l'épuisement de ces dernières réduira leur contribution à la consommation finale d'énergie, et enfin l'électricité a l'avantage de pouvoir être produite par des énergies dépourvues d'émissions de gaz à effet de serre. Ces questions générales sont préalables à toute étude de prévision de la demande d'électricité à long terme.

La prévision de la demande d'électricité est indispensable pour garantir à terme l'ajustement de la production à la demande en assurant en temps voulu l'investissement nécessaire des groupes de production et des lignes.

Deux types de méthodes sont utilisées à cette fin :

– **Méthode économétrique**. Elle est de nature synthétique, fondée sur l'examen des tendances passées et des relations économétriques liées aux agrégats macro-économiques. On tient compte : de la structure du produit intérieur brut (PIB); du degré de développement industriel et technologique du pays considéré ; de différents facteurs comme la population, son taux de croissance prévisible, du degré d'urbanisation ; du degré de pénétration de l'électricité ; de la concurrence possible des autres formes d'énergie à l'usage final dans la mesure où l'économétrie montre l'impact des prix sur la pénétration de l'électricité.

L'importance de ces différents facteurs dépend de chaque pays, en particulier de son niveau de développement. La méthode est améliorée par une démarche probabiliste en affectant une probabilité d'occurrence aux évolutions de ces facteurs ; en combinant de façon cohérente ces évolutions, on fait apparaître une fourchette de forte probabilité de la demande électrique.

– **Méthode analytique**. Elle consiste à décomposer l'économie du pays en principaux secteurs d'activité, et en analysant dans chacun d'eux les catégories de consommateurs d'électricité et leurs besoins spécifiques. Dans un modèle de simulation, pour chacune de ces catégories, on applique des paramètres d'évolution de comportement socio-économique ou d'évolution technique des appareils utilisés. On y introduit des effets de prix susceptibles d'influer sur les processus de substitution entre énergies finales. À partir de scénarios ou d'hypothèses sur l'évolution respective des secteurs d'activité, on aboutit à la prévision de la consommation nette d'électricité par agrégation des consommations sectorielles. Une méthode analogue est utilisée pour la prévision des courbes monotones de charge.

Les prévisions à court terme pour la semaine ou la veille pour le lendemain nécessaires au plan de production (voir chapitre 17), sont basées sur des banques de données statistiques et les événements prévisibles extérieurs au système électrique, et élaborées à l'aide de modèles particuliers.

22 Économie de la production d'électricité

22.1. Méthode d'évaluation économique

Le choix des investissements dans la production d'électricité à un horizon relativement proche, une dizaine d'années, s'effectue pour une large part en considération du coût du kWh que pourraient produire les divers équipements techniquement envisageables. Ce coût est élaboré dans le cadre de la méthode de l'actualisation à partir des données techniques et économiques propres à ces équipements.

22.1.1. Actualisation

Le fonctionnement d'un équipement durant sa vie engendre des flux monétaires, les dépenses et les recettes, échelonnés dans le temps. Or, le temps intervient dans l'appréciation qu'un agent économique porte sur les flux échéants dans le futur. En **termes réels**, c'est-à-dire hors inflation, se priver de consommer une unité monétaire au temps présent pour l'investir paraît acceptable si le profit qu'il en retirera l'année suivante est majorée par l'application d'un certain taux *a*. À ses yeux la valeur de cette unité monétaire dans un an équivaut donc à $1/(1 + a)$ unité monétaire au temps présent. On rend ainsi actuel, année par année, les flux monétaires du futur. S'agissant d'investissements importants et d'une grande utilité pour la vie économique, ce taux a est dit **taux d'actualisation**.

Le taux d'actualisation, dans la conception française, est propre à l'ensemble des activités du pays. Il assure en principe l'équilibre entre les capacités d'épargne de la nation et les besoins d'investissement nécessaires à la croissance économique souhaitée. Dans la conception anglo-saxonne, le taux d'actualisation correspond à l'objectif de rentabilité interne de la branche d'activité concernée.

La méthode de l'actualisation consiste à rapporter à une date de référence tous les flux monétaires du futur en les dépréciant à l'aide du taux d'actualisation, le facteur de dépréciation à l'année *n* étant $1/(1 + a)^n$. On établit ainsi le bilan actualisé des dépenses et des recettes d'un projet de façon à se rendre compte s'il est positif. La méthode permet de s'assurer de la rentabilité du projet ou d'en comparer les performances économiques avec celles d'autres projets de même nature.

22.1.2. Calcul du coût moyen actualisé de production du kWh

Dans le domaine de la production d'électricité, on convient que le bilan actualisé est nul. La compétitivité se mesure alors par le coût du kWh, qui est le rapport entre la somme de toutes les dépenses actualisées relatives à l'équipement et de la somme des recettes actualisées, représentée par sa production actualisée sur sa durée de vie économique. Ce coût se dénomme donc précisément **coût moyen actualisé de production du kWh**. La date de référence pour un équipement électrique est en général celle de sa mise en service industriel (MSI).

Le coût moyen actualisé est normatif et relatif à un équipement futur ; il est qualifié de coût économique. Il se distingue donc absolument du **coût comptable du kWh** issu du compte d'exploitation d'un équipement existant.

Une formulation commode du coût moyen actualisé du kWh s'obtient en rapportant toutes les données économiques à 1 kW net installé ; la production électrique annuelle se traduit alors par le nombre d'heures de fonctionnement annuel à pleine puissance de l'équipement considéré. La production actualisée est le nombre d'heures actualisées sur la durée de vie. Le nombre d'heures annuel de fonctionnement H se déduit du **facteur de disponibilité** f de l'équipement par la relation : $H = f \times 8\,760$ heures.

Périodiquement un exercice d'évaluation et de comparaison des coûts futurs de production d'électricité est effectué en France à l'initiative du ministère de l'Industrie par la Direction de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME), ou pour le monde par l'Agence de l'énergie nucléaire (AEN) de l'OCDE et de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Les données et les résultats qui suivent sont issus de ces exercices.

22.2. Données économiques

Les coûts unitaires relatifs à l'investissement, l'exploitation et le combustible des trois moyens principaux de production massive d'électricité en France à l'horizon 2015, les centrales nucléaires, les centrales à charbon et les centrales à cycle combiné au gaz sont donnés par l'étude DIDEME de juin 2003. Le taux d'actualisation de référence est de 8 % par an, la monnaie est l'euro de 2001.

22.2.1. Investissement

Le coût complet d'investissement d'une unité électrogène comprend toutes les dépenses relatives aux installations de cette unité avant sa MSI et après son arrêt définitif. Plus précisément, le coût direct de construction et les frais de maître d'œuvre, les intérêts intercalaires qui leur sont appliqués, les frais de pré-exploitation (formation du personnel), les aléas sur le calendrier de construction et le coût actualisé de démantèlement.

Les intérêts intercalaires résultent de ce que les dépenses de construction et les frais de maître d'œuvre sont réparties selon un échéancier de paiement et doivent être actualisées. Leur montant croît avec la durée de construction et le taux d'actualisation. Il est donc nettement plus important pour une centrale nucléaire que pour une centrale à gaz.

Les dépenses de démantèlement sont estimées pour une centrale nucléaire à 15 % du coût complet d'investissement et supposées concentrées 10 ans après l'arrêt définitif de la centrale. Elles sont ensuite actualisées pour obtenir le coût de démantèlement.

Le coût d'investissement dépend de nombreux facteurs. L'effet de taille est particulièrement sensible pour les centrales nucléaires. L'effet de duplication sur un site est dû aux travaux, aux systèmes et aux services partagés entre plusieurs unités sur un même site. L'effet de série résulte des gains de productivité d'une fabrication en série des équipements ; il est d'autant plus important que le coût des études d'ingénierie de la tête de série est réparti sur l'ensemble de la série. L'effet relatif aux conditions de site a trait au niveau de la sismicité, au climat et au mode de réfrigération du condenseur (rivière, bord de mer, tours de réfrigération).

Les caractéristiques techniques principales des options retenues sont :

– pour le nucléaire, un EPR de 1 590 MW inscrit dans une série de 10 unités ;

– pour le charbon, une unité au charbon pulvérisé avec traitement des fumées de 900 MW en bord de mer ;

– pour le gaz, une centrale constituée de deux lignes de 450 MW de cycle combiné, construite sur un site à la frontière nord-ouest.

Le coût complet d'investissement, s'élève à :

– 1 663 euros/kW pour le nucléaire ;

– 1 400 euros/kW pour le charbon ;

– 569 euros/kW pour le gaz naturel.

22.2.2. Exploitation et entretien

Les coûts d'exploitation et d'entretien couvrent toutes les dépenses afférentes au fonctionnement d'une unité électrogène à l'exclusion des charges financières, liées à l'investissement, et des coûts de combustible.

Ils comprennent les composantes communes à tous les types de centrales, les frais de personnel d'exploitation, les matières consommables, les frais d'entretien, les frais administratifs, les impôts, taxes et assurances, la gestion des déchets, mais aussi les composantes propres aux centrales nucléaires : la radioprotection, l'assistance aux autorités de sûreté, la gestion des matières nucléaires, la rénovation de certains composants, etc.

Comme les coûts d'investissement, ils sont influencés par l'effet de taille et l'effet de duplication sur un même site. Ils subissent certaines dérives en fonction du temps, à la hausse en raison de l'âge de la centrale, à la baisse avec la réduction du volume des déchets. Ils varient d'un pays à l'autre, en particulier pour les centrales à charbon, en fonction des réglementations nationales. Pour les centrales nucléaires, et dans les pays occidentaux, ils interviennent pour 12 à 15 % dans le coût actualisé du kWh.

22.2.3. Combustible

Les coûts des énergies primaires, charbon, gaz naturel, uranium, intervenant dans les évaluations économiques du coût du kWh résultent d'hypothèses à long terme sur l'évolution probable de leur marché (voir chapitre 14).

Le calcul du coût du combustible nucléaire n'est pas simple comparé à celui du coût des combustibles fossiles. Il reflète en effet la complexité du cycle de combustible (voir partie VI), des caractéristiques variées pour chaque charge de combustibles entrant un réacteur, du calendrier de fourniture de chaque étape de l'amont et de l'aval du cycle, gestion des déchets comprise.

Les prix des énergies qui ont été retenus dans l'étude DIDEME de 2003 sont :

– pour le charbon, une hypothèse centrale, sans dérive, de 30 à 35 $/t CIF, la valeur de référence étant 30 $/t ;

– pour le gaz naturel, rendu à la frontière, la fourchette centrale retenue est de 3,3 à 3,6 $/MBtu, sans dérive, la valeur de référence étant 3,3 $/MBtu ; le coût de distribution, pour des sites à la frontière nord ou est, et pour un fonctionnement en base, est 0,13 euro/MWh gaz PCS ;

– pour l'uranium naturel, une valeur unique est retenue, 20 $/lb U_3O_8 ou 52 $/kgU.

Le rendement sur PCI du cycle combiné au gaz est de 59,1 %, celui de la centrale à charbon pulvérisé de 47,1 %.

22.3. Coûts externes

22.3.1. Externalités

L'électricité, comme tout produit, résulte d'une succession d'activités que l'analyse micro-économique prend en compte dans l'évaluation des coûts, et dont tirent profit le producteur et le consommateur. Toutefois, les activités de production et de consommation peuvent entraîner des conséquences « externes » à l'analyse économique hors de la sphère du producteur et du consommateur. On les qualifie d'**externalités**.

Pour les agents économiques autres que le producteur et le consommateur, ces externalités se traduisent le plus souvent par des dommages, rarement des avantages, et sont selon le cas, des externalités négatives ou positives. Ce sont les externalités négatives qu'il apparaît aujourd'hui de plus en plus nécessaire d'évaluer en termes de coût et d'intégrer dans les prix payés par les consommateurs.

Les externalités relatives à la production d'électricité sont d'une grande diversité. Par leur nature d'abord : pollution thermique ou chimique, nuisances, accidents dans les mines ou les centrales. Par leur répartition dans l'espace, à proximité du site de production (bruits, accidents), dans la région (pollutions chimiques, pluies acides), sur l'ensemble de la planète (effet de serre). Par leur effet en fonction du temps, instantanés (bruits, fumées), à court terme (pollution des rivages et des rivières), à moyen terme (pluies acides, maladies pulmonaires), à long terme et très long terme (effet de serre, radiotoxicité des déchets à vie longue). Par leurs impacts touchant la population, l'habitat, les biens matériels, les écosystèmes et même les systèmes macro-économiques.

Certaines d'entre elles, dont une partie de celles liées à la protection de l'environnement, ont été progressivement incluses dans les coûts de production de l'électricité, comme le traitement des fumées des centrales à charbon, les frais de gestion des déchets radioactifs.

22.3.2. Évaluation des coûts externes

Les coûts externes environnementaux sont évalués par la méthode des cheminements d'impacts, qui considère successivement les quantités de polluants émises, leur répartition dans les régions affectées, la dose et les dommages qui en résultent et enfin l'estimation économique de ces dommages. Cette dernière implique d'attribuer une valeur à la vie humaine, à un handicap permanent, au jour de travail perdu.

Les coûts externes de la production d'électricité dans les conditions européennes ont été élaborés par de nombreuses études, notamment *ExternE des Communautés européennes* (1998). Pour tous les moyens de production, il a été tenu compte des pollutions résultant des matériaux constitutifs des installations et des travaux de construction. Pour l'énergie nucléaire, malgré l'hypothèse conservatrice d'une relation dose-effet sans seuil, les coûts restent modestes (radiotoxicité à long terme et accident éventuel). Pour les centrales thermiques à flamme, les coûts externes sont relatifs à la santé publique et au changement climatique (émissions de particules PM_{10} à moins de 10 microns, de SO_x, NO_x, et CO_2).

Les coûts externes non environnementaux, de nature économique et politique, sont difficiles à évaluer, mais il est néanmoins nécessaire de les considérer dans une réflexion d'ensemble (sécurité d'approvisionnement, par exemple).

Selon l'étude DIDEME 2003, les estimations moyennes des coûts externes sont :

– pour le nucléaire, 2,6 euros/MWh ;

– pour le gaz naturel, 7,4 euros/MWh ;

– pour le charbon, 15,8 euros/MWh.

Dans ces estimations, les dommages causés par les NO_x et les SO_x n'interviennent que pour une faible part du dommage total. Les émissions de CO_2 sont comptabilisées à 20 $/t de CO_2. La sensibilité à cette dernière donnée des coûts externes pour le gaz et le charbon est indiquée au tableau 22.1 en euros 2001/MWh.

Tableau 22.1. Sensibilité des coûts externes au coût de la tonne de CO_2 (source : DIDEME)

Coût de la tonne de CO_2	Gaz naturel	Charbon
4 $	1,7	4,1
20 $	7,4	15,8
50 $	17,9	37,8

22.4. Compétitivité

22.4.1. En France

L'étude DIDEME 2003 caractérise par les données suivantes la production en base des centrales précédemment citées :

– pour le nucléaire, durée de vie 60 ans, facteur de disponibilité 90,3 % ;

– pour le charbon, durée de vie 35 ans, facteur de disponibilité 90,2 % ;

– pour le gaz naturel, durée de vie 25 ans, facteur de disponibilité 94,9 %.

Dans ces conditions, avec un taux d'actualisation de 8 % par an et la parité retenue de 1 dollar = 1 euro, les coûts moyens actualisés de référence de la production électrique à l'horizon 2015 sont présentés dans le tableau 22.2, exprimés en euros 2001/MWh.

La structure de ces coûts est très contrastée, surtout entre le nucléaire et le gaz. L'investissement est très important pour le nucléaire comparé à celui du gaz ; c'est l'inverse pour le combustible. À l'avantage du nucléaire, son combustible est peu sensible aux fluctuations éventuelles du marché de l'uranium ; ce n'est pas le cas du gaz à l'égard de son marché. Le tableau 22.3 de sensibilité à certains paramètres éclaire ce point.

Tableau 22.2. Coûts moyens actualisés de la production d'électricité en France (source : *Coûts de référence de la production électrique, DGEMP, DIDEME*, 2003).

Coût moyen actualisé	**Nucléaire**	**Gaz naturel**	**Charbon**
Investissement	16,3	6,1	14,0
Exploitation	5,1	4,2	6,3
Combustible	4,4	21,4	11,0
R&D [(1)]	0,6		
TICGN [(2)]		2,3	
Autres taxes	2,0	1,0	2,4
Total	**28,4**	**35,0**	**33,7**

[(1)] Recherche et Développement financés sur fonds publics.
[(2)] Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel.

Tableau 22.3. Sensibilité des coûts de production d'électricité (source : *Coûts de référence de la production électrique, DGEMP, DIDEME*, 2003).

Variations	Nucléaire	Gaz naturel	Charbon
Investissement +/– 10 %	+/– 6 %	+/– 1,9 %	+/– 4,5 %
Prix des énergies +/– 10 %	+/– 1,7 %	+/– 6,7 %	+/– 3,5 %
Disponibilité			
+ 2 points	– 1,8 %	– 0,7 %	– 1,4 %
– 2 points	+ 1,8 %	+ 0,7 %	+ 1,4 %
Rendement thermique			
+ 5 points		– 5,3 %	– 3,4 %
– 5 points		+ 5,7 %	– 4,2 %
Durée de vie			
+ 5 ans	– 0,2 %	– 1 %	– 1 %
– 5 ans	+ 0,3 %	+ 1,7 %	+ 1,6 %

22.4.2. Dans le monde

L'étude des coûts de production de l'électricité dans le monde effectuée par l'AEN et l'AIE en 2005 porte sur des équipements à mettre en service entre 2010 et 2015. Les résultats, exprimés en dollars US du 1er juillet 2003, sont donnés pour deux taux d'actualisation, 5 % et 10 %.

Des hypothèses techniques communes ont été adoptées : 85 % de facteur de charge pour les centrales nucléaires et les centrales thermiques à flamme et 40 ans de vie économique pour les centrales nucléaires et à charbon.

L'interprétation des résultats de l'étude présente plusieurs difficultés. Les coûts de construction et d'exploitation diffèrent assez largement d'un pays à l'autre en raison des particularités des modèles techniques, des sites, des conditions économiques. Par ailleurs, la conversion des monnaies par les taux de change ne reflète pas la parité des pouvoirs d'achat et introduit un biais dans l'évaluation des coûts en dollars. Enfin, les perspectives d'évolution des prix du charbon et du gaz sont propres à chaque région. Les fourchettes de coûts du kWh présentées dans le tableau 22.4 sont toutefois significatives.

Tableau 22.4. Coûts moyens actualisés de la production d'électricité dans le monde (source : *Prévisions des coûts de production de l'électricité – mise à jour 2005*, AEN-AIE, 2005).

Mode de Production	Taux d'actualisation	Coût du kWh ($/MWh)	Investissement (%)	Exploitation (%)	Combustible (%)
Nucléaire	5 %	21 - 31	50	30	20
Charbon	5 %	25 - 50	35	20	45
Gaz	5 %	37 - 60	< 15	< 10	80
Nucléaire	10 %	30 - 50	70	20	10
Charbon	10 %	35 - 60	50	15	35
Gaz	10 %	40 - 63	20	7	73

Dans la production d'électricité la compétitivité du nucléaire est mondialement affirmée par rapport au charbon et surtout au gaz qui a subi une hausse significative de son prix. On remarque par ailleurs que le coût du kWh nucléaire, dont la composante investissement est élevée, est beaucoup plus sensible au taux d'actualisation que le coût du kWh gaz qui est majoritairement dû au combustible.

22.4.3. Compétitivité durable de l'énergie nucléaire

À part l'uranium naturel qui n'intervient que pour 5 % environ dans le coût du kWh nucléaire, toutes les autres composantes de ce coût relèvent de travaux de construction ou de processus industriels qui ne sont pas susceptibles de dérives importantes dans l'avenir.

Il n'en est pas de même pour les coûts du kWh des centrales à flamme. Le charbon propre, la captation et la séquestration du CO_2 seront coûteux ; le prix du gaz ne peut qu'augmenter au regard de la demande croissante de pétrole et l'épuisement prévisible des ressources.

L'incorporation des coûts externes ou la prise en compte d'une taxe CO_2 dans le coût du kWh dans la mesure où elle se réalisera dans la période de l'après Kyoto renforcera de façon notable la compétitivité de l'énergie nucléaire.

23 Prix et marché de l'électricité

23.1. Secteur électrique avant déréglementation

23.1.1. Structure monopolistique et intégration verticale

Historiquement, un réseau électrique, qu'il soit de transport ou de distribution, parce qu'il ne peut être qu'unique, est considéré comme monopole naturel. La production d'électricité, parce qu'elle était en mesure de réaliser des économies d'échelle substantielles grâce à la standardisation des équipements et de leur entretien, s'est organisée en structure monopolistique ; l'importance de la taille d'une compagnie électrique est aussi un argument de poids pour maîtriser les prix de ses fournisseurs industriels et ses approvisionnements d'énergie. Comme dans un système électrique toutes les fonctions techniques et les coûts afférents sont très interdépendants, la structure monopolistique s'est étendue dans certains pays, dont la France, l'Italie et certaines régions des États-Unis, jusqu'à la distribution et la vente de l'électricité. Ainsi, le secteur électrique est devenu une activité non seulement monopolistique mais encore verticalement intégrée, ou partiellement intégrée comme cela a été le cas au Royaume-Uni.

Par ailleurs, le fait que l'électricité est depuis longtemps un bien indispensable de la vie domestique et de l'activité économique a conduit les gouvernements à en considérer la fourniture comme un service public et par conséquence à se préoccuper de la sécurité de l'approvisionnement de cette énergie. Pour asseoir son contrôle sur le secteur électrique, l'État en France et en Italie ou dans les Landers en Allemagne est devenu propriétaire totalement ou partiellement de la compagnie d'électricité de la nation ou de la région afin de surveiller les tarifs, les investissements, le respect des obligations de service public et de la politique énergétique.

23.1.2. Marché de l'électricité avant déréglementation

Dans une structure monopolistique et verticalement intégrée, le marché national et international de l'électricité pouvait s'établir de façon cohérente et sans heurts.

23.1.2.1. Boucle de régulation

Dans ce contexte, les prévisions de consommation d'électricité à moyen et long terme étaient robustes du fait que la clientèle, industrielle et domestique, se trouvait captive étant liée uniquement au système de production du réseau.

Une optimisation d'ensemble du système électrique s'établissait alors en toute cohérence selon la boucle de régulation suivante. La demande d'électricité détermine un programme de développement optimal des investissements. De celui-ci sont issus les **coûts marginaux**, qui par définition répondent à une demande supplémentaire de 1 kW d'un client pour un régime d'utilisation donné. Les coûts marginaux permettent de définir une structure tarifaire qui incite les consommateurs à utiliser l'énergie au mieux de l'intérêt collectif, et qui en retour infléchit la demande d'électricité.

L'application de ce principe a permis en France l'écrêtage des pointes journalières et le remplissage des creux. Il en résulte un investissement moindre en moyens de pointe du système production-transport et une meilleure utilisation des autres moyens.

23.1.2.2. Prix de l'électricité

À partir de la structure tarifaire se déterminent les prix de l'électricité après un ajustement qui rend compte des résultats comptables. Les tarifs sont constitués de deux éléments : la prime fixe et l'énergie consommée. Ils présentent une grande diversité selon les catégories d'utilisateurs, comme le montrent les deux exemples donnés par l'Observatoire de l'énergie.

Pour la clientèle basse tension du secteur résidentiel, le coût de la distribution constitue le poste le plus important (environ 50 %). Le prix moyen annuel en 2004 pour un ménage type (3 500 kWh par an, dont 1 300 la nuit) est de 90,5 euros/MWh hors toutes taxes (HTT), et 116,9 euros/MWh TTC.

Pour la clientèle haute tension du secteur industriel, le coût de la production est prépondérant par rapport à celui du transport. Le tarif en 2004 pour un consommateur industriel type (10 GWh par an, puissance 2 500 kW pour 4 000 h) a été de 53,3 euros/MWh HTT et 69,1 euros/MWh TTC.

Ces prix, qui sont des **prix régulés**, se situent nettement en dessous de la moyenne observée dans l'Europe des 15 pour les mêmes types de fourniture.

Les différents tarifs n'ont pas la même sensibilité aux variations du coût des énergies primaires. Ceux relatifs à la haute tension subiront fortement une augmentation du coût de l'énergie primaire ; ceux de la basse tension y seront nettement moins sensibles. L'industrie française bénéficie d'une bonne stabilité des tarifs, alimentée qu'elle est par la production hydraulique et nucléaire.

23.1.2.3. Échanges internationaux

Les avantages économiques de l'interconnexion des réseaux ont été soulignés, notamment pour réduire les capacités de réserve. Ils ont conduit depuis longtemps à des échanges d'énergie de différente nature.

Des échanges d'électricité entre compagnies s'établissent en permanence et de façon instantanée afin d'assurer le réglage de la fréquence. Ce secours mutuel n'est pas commercialisé, mais fait l'objet de compensations ultérieures en énergie.

Parallèlement, des échanges commerciaux à court terme résultent tout naturellement du fait que d'un côté à l'autre d'une frontière les coûts proportionnels de production, pour une période donnée, peuvent présenter des écarts significatifs. Il apparaît alors opportun d'échanger de l'énergie électrique selon les variations de ces coûts en fonction des heures,

de telle façon que l'importateur réalise une économie et l'exportateur un bénéfice. Ainsi s'est institué un marché de l'électricité en Europe.

Ensuite, ce marché s'est ouvert à des formes contractuelles les plus diverses. Des contrats de vente d'électricité de compagnie à compagnie sont établis pour des durées moyennes ou longues, de quelques mois à plusieurs années. Certains revêtent la forme de participation : grâce à une prise d'investissement dans une unité de production donnée d'un pays, une compagnie étrangère en partage les dépenses et reçoit l'énergie produite au prorata de sa participation.

23.2. Mutations du secteur électrique

23.2.1. Libéralisation du secteur électrique

Une remise en cause de l'organisation du secteur électrique bâtie à partir du monopole naturel est apparue progressivement sous la pression du libéralisme qui s'est développé dans les pays anglo-saxons. Ce secteur a été parfois l'objet de vives critiques pour son inefficacité, en particulier pour sa tendance à créer de substantielles surcapacités, surtout dans les années 1980 et 1990 quand ralentissait la demande d'électricité. Ce mouvement a conduit à des réformes profondes du secteur, qui sont de deux ordres, mais qui doivent être dissociées.

La libéralisation proprement dite du secteur s'est traduite par la mise en compétition des activités qui ne relèvent pas du strict monopole naturel (production et commercialisation), et la mise sous tutelle indépendante des activités de monopole (réseau de transport et de distribution).

La privatisation, totale ou partielle, s'est appliquée plus ou moins progressivement à de nombreuses compagnies d'électricité dans le monde.

C'est dans l'État de Californie que la libéralisation du secteur électrique s'est manifestée le plus tôt ; l'ouverture des réseaux de transport a permis aux clients industriels de choisir leur fournisseur, comme le préconisait aux États-Unis l'*Energy Policy Act* de 1992. Au Royaume-Uni, l'*Electricity Act* de 1989 a mis fin au monopole partiel du CEGB, la compagnie nationale. La production thermique à flamme a été totalement privatisée en 1992. L'ensemble du secteur, caractérisé par un pool électrique obligatoire, est sous le contrôle d'un régulateur indépendant.

Dans l'Union Européenne, la directive Électricité de 1996 a fixé les règles communes devant modeler l'organisation du secteur. L'**accès des tiers au réseau** (ATR), neutre et indépendant, est garanti aux opérateurs. Dans chaque pays, un **gestionnaire du réseau de transport** (GRT) est responsable du fonctionnement du réseau, de l'appel des unités de production et du recours aux interconnexions. La **séparation comptable** des diverses activités concourant à la fourniture d'électricité, notamment celles du GRT, est instituée. Mais le **principe de subsidiarité** reconnaît à chaque pays la faculté d'établir des obligations de service public, d'organiser à sa façon la concurrence et de définir les modalités d'accès au réseau de transport. L'ouverture à la concurrence concerne aussi bien les producteurs que les **clients éligibles**, c'est-à-dire ceux à qui l'on permet de choisir leur fournisseur. À terme, la plupart des clients seront éligibles.

23.2.2. Adaptation du secteur électrique

Les nouvelles réglementations, mais aussi les récents développements dans le secteur du gaz naturel, ont entraîné des changements structurels plus ou moins profonds dans l'industrie électrique en Europe comme aux États-Unis. D'une façon générale, l'intégration verticale a éclaté, et le nombre d'acteurs des systèmes électriques s'est multiplié. Des producteurs indépendants ont vu le jour, et des auto-producteurs et des unités de cogénération fournissent aux réseaux leurs excédents.

La recherche des parts de marché dans les pays voisins est le contrepoids de la perte éventuelle de clients sur le marché intérieur. Ainsi EDF s'est implantée hors frontières grâce à l'achat d'une compagnie proche (London Electricity) ou par l'entrée au capital d'une autre (34 % d'EnBW en Allemagne, 20 % de Montedison en Italie).

Le jeu de la concurrence au niveau de la consommation finale d'énergie a contraint les électriciens à élargir leur champ d'activité à l'instar d'autres énergéticiens. Soit ils investissent dans la commercialisation, en gros ou non, de plusieurs formes d'énergie : c'est l'activité de trading, dont la finalité est de minimiser pour la clientèle les dépenses et les risques énergétiques sur le marché. Soit ils étendent leurs compétences de gestionnaires de réseaux à d'autres secteurs (eau, télécommunications) soit à des services de conseil en énergie.

23.2.3. Transformations du marché de l'électricité

Le marché de l'électricité est centré sur le rôle que la libéralisation du secteur attribue au réseau. Des **bourses d'électricité** ont été créées pour faciliter la commercialisation à échéances très rapprochées. La première est apparue au Royaume-Uni. Le pool obligatoire, créé et géré par le gestionnaire de réseau, fonctionnait comme une bourse de producteurs ; ce fonctionnement a paru trop rigide, un autre système a été mis en place pour mieux répondre aux attentes des clients.

Dans les pays scandinaves (Danemark, Finlande, Norvège, Suède) il existe aussi une bourse (Nordpool), non obligatoire, c'est-à-dire que des transactions bilatérales entre producteurs et clients sont possibles. Il s'approche d'une bourse en temps réel grâce à la mise en place de moyens de comptage et de gestion électroniques sophistiqués.

À l'instar du marché du pétrole, un marché spot de l'électricité se développe aux États-Unis, avec l'élaboration de prix spot pour des fournitures d'électricité à très court terme (heure ou demi-heure) valable sur une zone géographique donnée. De même, un marché à terme, parallèle au marché des échanges d'électricité, est apparu en 1996 pour couvrir les risques financiers inhérents à la volatilité des prix spot.

Le fonctionnement des bourses et les prestations des intermédiaires (traders) sur le marché rendent plus complexes la gestion et la tarification des échanges. Les incertitudes sur les transactions du lendemain accroissent la difficulté de déterminer la meilleure configuration du réseau et d'analyser les risques encourus. Ces problèmes sont apparus au démarrage en 1999 de l'Amsterdam Power Exchange, bourse traitant des offres venant de l'Europe de l'Ouest.

La tarification du transit sur le réseau est délicate. La méthode du « timbre-poste », dans laquelle le prix d'accès au réseau est indépendante de la distance, est simple mais peu satisfaisante. La méthode du « chemin contractuel » tient compte de la distance

théorique du transit ; mais en fait, selon la configuration des transits du moment, le chemin effectif, déterminé par les lois de Kirchhoff, peut être tout autre. Par ailleurs, il devrait être tenu compte des surcharges du réseau et des pertes associées, résultant de situations provoquées par les utilisateurs ; mais une tarification en temps réel, qui apporterait l'effet correcteur souhaité, apparaît aujourd'hui économiquement dissuasive.

Les GRT ont pour mission de répondre au mieux aux besoins de tous les acteurs du marché qui interviennent librement sur le réseau avec des délais qu'ils veulent de plus en plus courts, mais qui rendent la coordination de plus en plus malaisée. Pour jouer le rôle qui était assumé par les compagnies verticalement intégrées, aujourd'hui les GRT doivent rendre des arbitrages entre des acteurs plus nombreux, agir en toute transparence et sans favoritisme, et rendre compte au régulateur national, garant du bon fonctionnement de la concurrence et du respect de la directive européenne sur l'électricité. En France ce contrôle est assuré par la Commission de régulation de l'électricité (CRE).

La désintégration verticale nécessite des échanges d'informations, des mesures de coordination supplémentaires et la mise en œuvre d'un mécanisme de prix, qui entraînent des coûts, qualifiés de **coûts de transaction**.

23.3. Incertitudes sur les prix et les investissements du secteur électrique

La volatilité des prix de l'électricité sur un marché dérégulé est dû au fait que la demande est elle-même volatile d'une période à l'autre et que son élasticité au prix est faible. Cette volatilité, d'autant plus grande que l'ouverture du marché est large, va rendre plus incertaine la prévision à moyen et long terme de la demande venant d'une clientèle fluctuante, donc rendre plus problématiques les décisions d'investissement dans la production et le transport.

Dans une organisation éclatée, harmoniser et coordonner les choix d'investissement du système électrique devient une tâche ardue, tout comme établir une tarification pertinente, propre à chacune des activités. On a vu le cas des prix du transport. La séparation comptable permettra-t-elle d'élaborer avec efficacité une tarification au coût marginal de développement de l'ensemble du système et d'assurer en même temps l'équilibre financier de chaque segment d'activité ?

Les premières expériences de libéralisation du marché de l'électricité pourraient porter à croire que ces craintes ne sont pas vaines. Au Royaume-Uni, après l'éclatement du CEGB, les consommateurs domestiques ont constaté contre toute attente une augmentation de leur facture d'électricité.

Dans l'État de Californie, une grave pénurie d'électricité est apparue au milieu de l'année 2000 et s'est poursuivie en 2002 ; le prix de l'électricité a explosé sur le marché spot au point d'avoir été sept fois plus élevé que dans l'État du New Jersey. La déréglementation, mal conçue, a été sérieusement revue depuis. Cette situation a eu tendance à se produire en 2001 au Brésil et en Australie.

En Europe de l'Ouest, sur les marchés de gros en France et en Allemagne, le poste production des prix régulés était d'environ 35 euros/MWh juste avant que soit institué

l'ATR. La libéralisation du marché a provoqué une guerre des prix par les électriciens allemands pour prendre des parts de marché ; dans le contexte d'alors de surcapacité, le poste production des prix est descendu entre 2000 et 2002 au niveau de 22 à 25 euros/MWh pour remonter à 35 euros/MWh en 2004 et, avec la disparition des surcapacités, atteindre 55 euros/MWh au début de 2006. Au Royaume-Uni, la hausse sur le marché de gros est encore plus accentuée, le prix passant de 35 à 80 euros/MWh entre 2004 et 2006. En France, pour les clients domestiques, le poste production des prix régulés reste inférieur à 30 euros/MWh.

Dans l'Union Européenne, les prix de l'électricité offrent une large diversité. Au 1er avril 2006, pour une puissance de 1 000 kW dans une entreprise consommant mensuellement 450 000 kWh, les prix, exprimés en euros par kWh (hors TVA) sont les suivants, d'après l'étude internationale de N.U.S Consulting :

Danemark	0,1104
Italie	0,1090
Royaume-Uni	0,0908
Pays Bas	0,0907
France (marché dérégulé)	0,0867
Belgique	0,0865
Allemagne	0,0850
Espagne	0,0766
Finlande	0,0666
Suède	0,0573
France (marché régulé)	0,0522

La libéralisation du marché de l'électricité demande un temps de mise au point plus long que prévu, une réglementation plus complexe que l'ancienne et des mesures à définir pour que les producteurs investissent à temps dans les capacités de production, de réserve et de transport nécessaires, l'essentiel étant de disposer d'un système électrique sûr et d'éviter des pannes générales comme celles survenues en 2003 aux États-Unis et en Italie, aux répercussions économiques catastrophiques.

À terme en Europe, à cause du refus de nombreux pays d'accepter les centrales nucléaires et de l'impossibilité d'accroître les capacités hydroélectriques, le thermique à flamme restera majoritaire dans la production d'électricité, complété dans une certaine mesure par les énergies éolienne et photovoltaïque. Cette situation ne peut que conduire à la hausse des prix de l'électricité pour plusieurs raisons.

Inéluctablement, l'Europe sera de plus en plus dépendante de ses approvisionnements en gaz naturel, qui, les gisements de la mer du Nord s'épuisant, proviendront surtout de Sibérie et d'Algérie. Une possible entente entre ces deux fournisseurs risque d'empêcher de faire jouer la concurrence, et le recours au marché du GNL ne sera pas le moyen le plus efficace pour faire baisser les prix, ce marché devant rester vendeur pendant longtemps.

Un marché des quotas a été lancé en Europe au début de 2005 afin d'inciter les industriels à réduire leurs émissions de CO_2. Un **quota** représente la permission d'émettre une tonne de ce gaz. Un tel marché doit s'équilibrer entre les achats de quotas par les industriels qui émettent plus de CO_2 que ce qu'il leur est permis, et les ventes de quotas de ceux qui, ayant fait l'effort de réduire leurs émissions, disposent d'une quantité excédentaire de quotas. Ce marché n'a pas encore fonctionné de façon satisfaisante : le quota qui dépassait 25 euros en avril 2006 est tombé à environ 8 euros en novembre. Une fois stabilisé à

une valeur adéquate, le prix du quota pris en compte dans le coût du kWh devrait avoir une incidence notable sur la compétitivité des moyens de production d'électricité, ainsi que le montre le tableau 22.1.

Enfin, le recours aux énergies éolienne et photovoltaïque sera, s'il devient significatif, un facteur de hausse du coût du kWh : la production éolienne, compte tenu de toutes ses sujétions, restera environ deux fois plus chère que la production nucléaire, et la production photovoltaïque, aujourd'hui 10 fois plus onéreuse, ne pourra faire mieux que baisser son coût de revient d'un facteur 2, tous progrès techniques et industriels intégrés.

L'aptitude du marché à répondre à l'intérêt général sur le long terme peut être sérieusement mise en doute. En effet, la concurrence entre producteurs et la privatisation croissante des compagnies exigent une rentabilité accrue des investissements et un temps de retour des capitaux le plus court possible. La solution technique le plus adéquate de ce point de vue est apportée par les cycles combinés à gaz : d'un coût d'investissement faible, construits en moins de trois ans, ils correspondent d'autant mieux à ce souci des investisseurs que leur puissance unitaire est faible, donc plus modulable, plus apte à s'ajuster aux incertitudes de la demande d'électricité.

Cette option est préjudiciable à l'avenir de la construction de centrales nucléaires, qui de ce point de vue ont des caractéristiques opposées. Elle pourrait priver les consommateurs d'une source d'électricité qui a le mérite d'un coût de production en base aujourd'hui nettement plus avantageux que celui du gaz, mais surtout stable sur le long terme, et qui est un des moyens les plus efficaces pour lutter contre l'effet de serre.

Par ailleurs, les mécanismes du marché ne paraissent pas en mesure de contribuer à l'innovation technologique de très long terme, pour laquelle les investissements de recherche sont aussi hasardeux qu'anticipés, mais sur laquelle pourtant repose la sécurité de fourniture d'électricité de l'avenir.

Partie IV

PRINCIPES PHYSIQUES DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

24 Structure et énergie de liaison des noyaux atomiques

24.1. Particules élémentaires et interactions fondamentales

Nous avons vu au chapitre 3 que, selon le modèle standard de la physique des particules, la matière se réduit à douze fermions (plus leurs antiparticules) :

– six **quarks**,

– six **leptons** (trois leptons chargés et les neutrinos associés à chacun d'eux).

À ces douze fermions, il faut ajouter les *bosons* qui jouent le rôle de médiateurs (ou vecteurs) des quatre interactions fondamentales :

– **l'interaction forte** : huit gluons ;

– l'**interaction faible** : bosons $\mathbf{W}^{+}$, $\mathbf{W}^{-}$ et $\mathbf{Z}^{0}$;

– l'**interaction électromagnétique** : photon ;

– l'**interaction gravitationnelle** : hypothétique graviton.

À ces bosons, il faut ajouter le boson de Higgs, dont l'existence est encore hypothétique.

24.2. Structure des atomes et des noyaux

La matière qui nous environne, stable ou presque stable, ne met pas en jeu tous ces fermions car certains n'interviennent que dans des processus extrêmement énergétiques. En effet, la matière usuelle peut se décliner à partir de trois particules seulement :

– le **proton**, assemblage de deux quarks *u* et d'un quark *d* ; sa charge électrique est une charge élémentaire ($1{,}602.10^{-19}$ coulomb) positive ;

– le **neutron**, assemblage d'un quark *u* et de deux quarks *d* ; sa charge électrique est nulle (d'où son nom rappelant la neutralité électrique) ;

– l'**électron**, le plus léger des leptons chargés : il porte une charge électrique élémentaire négative.

Les masses et charges de ces trois particules sont rappelées ci-dessous :

Tableau 24.1. Les trois particules constituant la matière usuelle.

Particule	**Masse** en unités de masse atomique (u = 1,661.10^{-27} kg)	**Charge** en charges élémentaires (q = 1,602.10^{-19} coulomb)
Proton	1,007 3	+1
Neutron	1,008 7	0
Électron	0,000 548 6	–1

L'**atome** est le constituant élémentaire de la matière usuelle : on l'a nommé ainsi à partir d'une racine grecque qui signifie « insécable » car on pensait, à l'origine, que ce constituant était un grain indestructible. (L'idée de l'atome a été formulée dès l'antiquité, notamment par le philosophe grec Démocrite (v. 460 - v. 370 av. J.-C.) ; mais l'existence des atomes n'a été établie qu'au XIXe siècle.) Cette dénomination d'insécable n'est pas correcte, puisque l'on sait aujourd'hui qu'un atome est un édifice complexe qu'il est possible de détruire ou de modifier. Un atome est formé d'un **noyau** entouré d'**électrons**. L'ensemble a une dimension de l'ordre de 10^{-10} m ; autrement dit, pour faire un centimètre, il faut juxtaposer environ cent millions d'atomes.

Le noyau est une sorte de « sac de billes » appelées **nucléons**, qui sont soit des protons, soit des neutrons. Ce noyau, partie centrale de l'atome, est extrêmement dense, puisque cent mille fois plus petit environ que l'atome, soit de l'ordre de 10^{-15} m, tout en contenant presque l'intégralité de la masse de l'atome (un électron est près de 2 000 plus léger qu'un nucléon). Si l'on agrandissait l'atome à la taille d'un terrain de football, son noyau aurait la taille d'une framboise ! Un centimètre cube de « matière nucléaire » – cette « framboise » de protons et neutrons constituant le noyau – aurait une masse de cent millions de tonnes !

On note généralement Z le nombre de protons dans le noyau, N le nombre de neutrons et $A = Z + N$ le nombre total de nucléons. Ce dernier caractérise en gros la masse de l'atome, puisque la masse des électrons est négligeable et que la masse d'un neutron est sensiblement la même que celle d'un proton. Ces dernières sont approximativement d'une unité de masse atomique, de sorte que la masse de l'atome est environ A unités de masse atomique. Le nombre Z, lui, caractérise la charge électrique positive du noyau, puisque chaque proton porte une charge élémentaire et que chaque neutron est neutre.

Un atome se caractérise, dans son état normal, par la neutralité électrique : c'est dire que, pour conduire à un atome, le noyau portant Z charges positives devra être entouré de Z électrons, chacun porteur d'une charge électrique élémentaire négative.

Ce nombre Z caractérise un **élément** au sens où les chimistes entendent ce mot. En effet, on constate que les propriétés chimiques des atomes ne dépendent que de la structure électronique donc du nombre Z. Cette remarque a permis de comprendre la classification des éléments qu'avait établie en 1869 Dimitri Ivanovitch Mendeleïev (1834-1907).

La table (actuelle) des éléments est reproduite figure 24.1 dans sa présentation usuelle où les deux séries de quinze éléments à partir du lanthane (57) et de l'actinium (89) sont séparées du reste du tableau de façon à conserver la logique qu'avait adoptée Mendeleïev : placer dans une même colonne les éléments ayant des propriétés chimiques proches, c'est-à-dire une structure analogue des électrons périphériques.

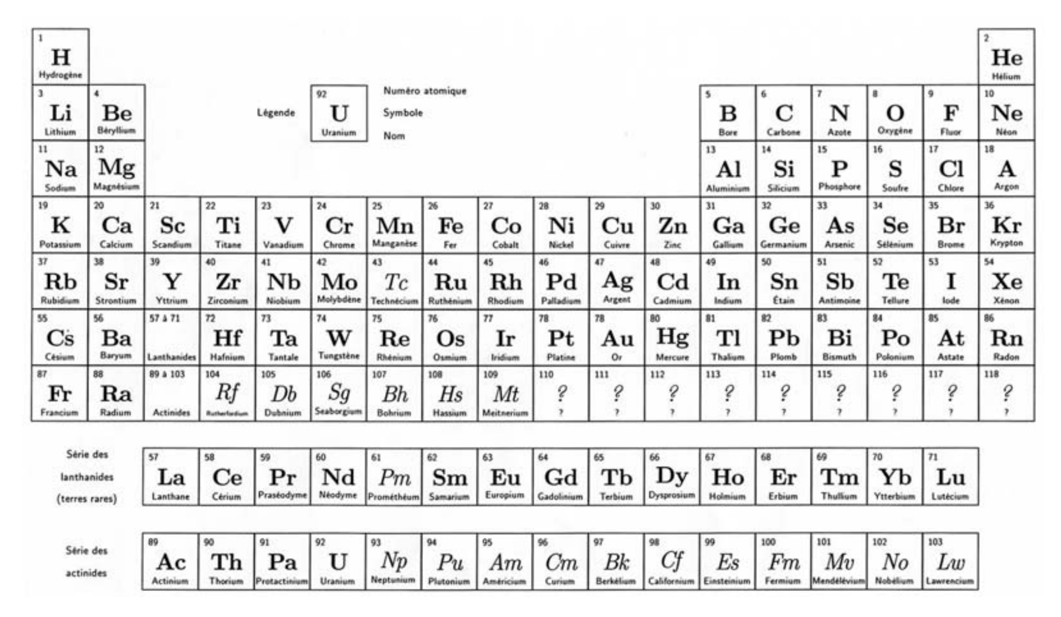


Figure 24.1. Table de Mendeleïev simplifiée (classification des éléments).
En *italiques* : éléments artificiels.

On notera que les éléments 43, 61, 93 et au-delà sont artificiels : ils n'existent pas dans la nature parce qu'ils sont radioactifs et de périodes (durées de vie) courtes devant l'âge de la Terre – environ cinq milliards d'années – ; tous les noyaux des éléments naturels au-delà du bismuth, du polonium à l'uranium, sont aussi radioactifs, mais on les trouve sur Terre, soit parce que leurs périodes radioactives sont très longues (thorium et uranium), soit parce qu'ils sont constamment régénérés lors des décroissances radioactives de ces deux éléments.

Il arrive très souvent que plusieurs valeurs du nombre N de neutrons soient observées dans les divers noyaux des atomes d'un même élément : on les distingue en parlant d'**isotopes**, ce qui signifie « même emplacement » (dans le tableau de Mendeleïev). En effet, les propriétés chimiques des isotopes d'un même élément étant les mêmes, les chimistes ne peuvent pas les distinguer. En revanche, les propriétés physiques liées à la masse de l'atome peuvent être légèrement différentes. Nous verrons que les propriétés nucléaires (liées à la structure du noyau) peuvent être, elles, fondamentalement différentes. Quand on se réfère aux propriétés spécifiquement nucléaires, on parle souvent de **nucléide** plutôt que d'isotope d'un élément.

Les isotopes, ou nucléides, sont désignés par le nom de l'élément suivi du nombre de masse A ou, en abrégé, par le symbole de l'élément et le nombre de masse placé en exposant à gauche. On complète parfois par le numéro atomique Z en indice à gauche, mais cela n'est pas indispensable, puisque redondant avec le symbole chimique.

Par exemple, trois isotopes de l'hydrogène sont connus :

– l'hydrogène usuel est l'hydrogène 1 ou ^{1}H ou encore $^{1}_{1}H$; son noyau est constitué d'un seul proton ;

– l'hydrogène lourd (également appelé « deutérium ») est l'hydrogène 2 ou ^{2}H ou encore $^{2}_{1}H$; son noyau est constitué d'un proton et d'un neutron ; cet isotope est naturel mais rare : un atome d'hydrogène sur 6 700 environ est de l'hydrogène 2 ;

– l'hydrogène super-lourd (également appelé « tritium ») est l'hydrogène 3 ou ^{3}H ou encore $^{3}_{1}$H ; son noyau est constitué d'un proton et de deux neutrons ; cet isotope est artificiel.

De même, à l'autre extrémité de la table des éléments, on peut citer plusieurs isotopes de l'uranium ; trois se trouvent dans l'uranium naturel :

– le plus abondant (99,3 %) est l'uranium 238 ou ^{238}U ou encore $^{238}_{92}$U ; son noyau est constitué de 92 protons et de 146 neutrons ;

– le plus utile pour les réacteurs nucléaires, mais malheureusement peu abondant (0,7 %) est l'uranium 235 ou ^{235}U ou encore $^{235}_{92}$U ; son noyau est constitué de 92 protons et de 143 neutrons ;

– à l'état de traces, on trouve aussi l'uranium 234.

24.3. Stabilité et énergie de liaison des noyaux

Le lecteur aura compris à partir de ces quelques exemples que toutes les combinaisons des nombres Z et N ne sont pas possibles. Effectivement, seules 267 combinaisons conduisent à des nucléides stables. Toutes ont été créées par la nature et peuvent être trouvées sur Terre.

La figure 24.2 indique ces combinaisons chacune par un point dans un diagramme où Z est porté en abscisse et N en ordonnée (on a aussi placé dans ce diagramme les trois nucléides presque stables, déjà cités, que sont ^{232}Th, ^{235}U et ^{238}U, ainsi que quelques autres).

Ce sont des considérations sur l'énergie de liaison des noyaux qui permettent de comprendre cette sélection parmi l'ensemble des combinaisons envisageables. L'énergie de liaison d'un édifice quelconque, par exemple, un noyau atomique, est l'énergie qui a été libérée lorsque cet édifice s'est bâti à partir de ses constituants ; ou, ce qui est équivalent, c'est l'énergie qu'il faudrait fournir pour détruire l'édifice et séparer tous ses constituants. Cela amène deux questions : d'où provient l'énergie de liaison ? et quel sont les agents qui l'ont libérée ?

La réponse à la première question est : la **masse**. L'énergie libérée par la liaison entre les constituants, lorsqu'elle s'est réalisée, a été prélevée sur la masse de ces constituants, avec l'équivalence d'Einstein $E = mc^2$. Par conséquent, la liaison de l'édifice se concrétise par un défaut de masse : la masse de l'édifice est plus faible que la somme des masses de ses constituants. Comme le facteur c^2 intervenant dans la formule d'Einstein est gigantesque, le défaut de masse est en général extrêmement faible ; par exemple, si vous attachez deux objets en les enserrant par un élastique, vous ne pourrez pas déceler, même avec une balance précise, l'écart des masses entre, d'une part, les deux objets et l'élastique séparés et, d'autre part, les deux objets liés avec l'élastique. De même, le défaut de masse des atomes associé aux liaisons des électrons au noyau grâce à l'attraction électrique n'est pas mesurable. En revanche, le défaut de masse des noyaux est, lui, facile à mettre en évidence par des mesures : en comparant, d'une part, la somme des masses des protons et neutrons le constituant et, d'autre part, la masse du noyau constitué, on observe un écart de l'ordre du pour cent, ce qui est très supérieur aux incertitudes sur les mesures de masse.

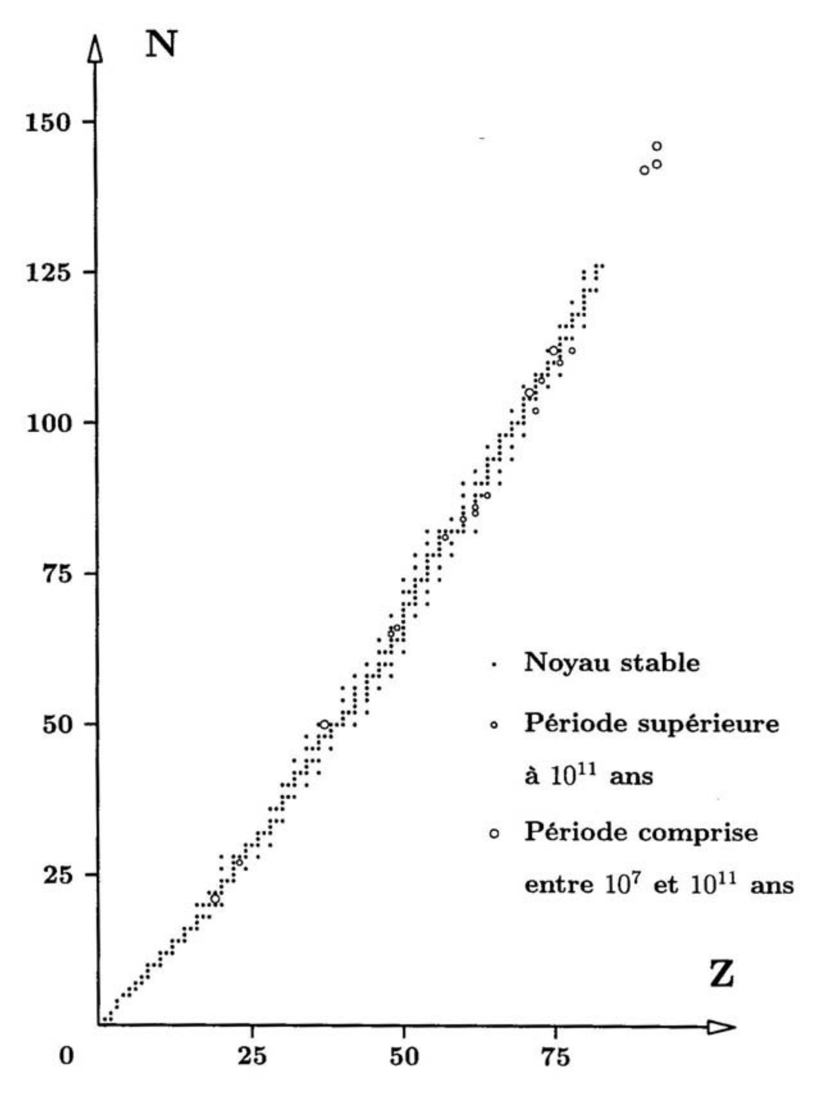


Figure 24.2. Position des noyaux stables et presque stables dans un diagramme *N*–*Z*.

Les résultats de ces mesures de défaut de masse sont représentés graphiquement sur la figure 24.3 ci-dessous pour les différents noyaux de la nature en fonction de leur nombre de masse *A* (nombre de nucléons). Attention ! on a porté en ordonnée non pas le défaut de masse ou, ce qui revient au même, l'énergie de liaison, mais cette énergie de liaison divisée par *A* : il s'agit donc d'une énergie de liaison moyenne par nucléon. L'unité utilisée est le million d'électronvolts (l'électronvolt est l'unité d'énergie généralement utilisée en physique nucléaire ; 1 électronvolt (eV) = $1{,}602.10^{-19}$ joule). Si l'on note que la masse d'un nucléon est de l'ordre d'une unité de masse atomique *u* et que l'équivalent énergétique de cette unité calculé par la relation d'Einstein est 931,5 MeV, on retrouve l'ordre de grandeur du défaut de masse que nous avons indiqué : presque un pour cent pour les noyaux les plus liés, ceux qui ont environ 60 nucléons. Les points de ce diagramme forment une courbe à peu près régulière, hormis quelques exceptions dans la partie gauche.

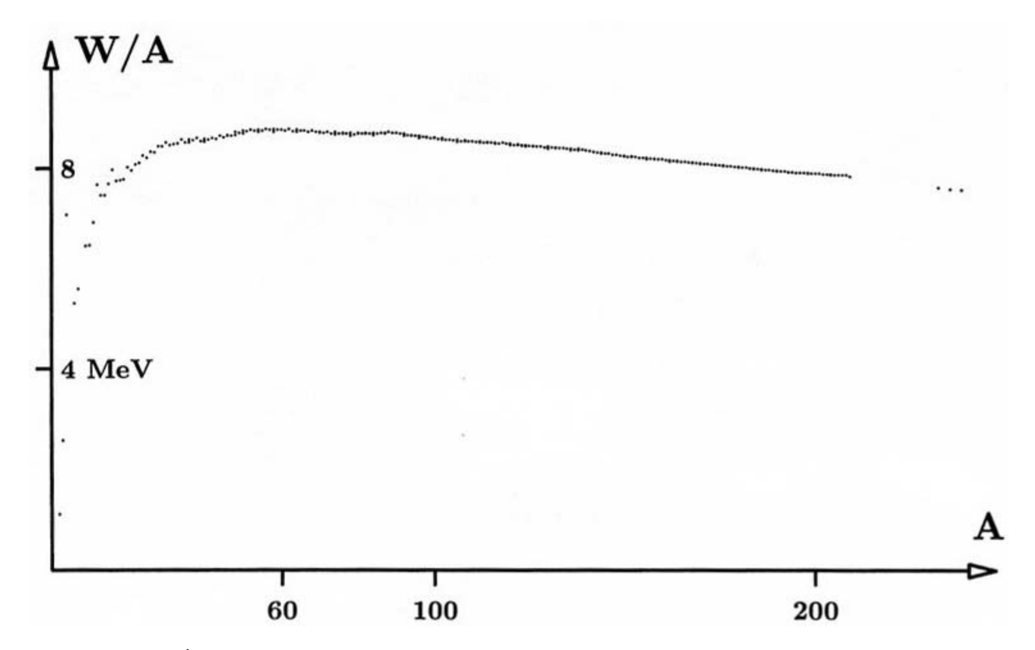


Figure 24.3. Énergie de liaison moyenne par nucléon des noyaux stables et presque stables présentés sur la figure 24.2.

On remarquera que le nucléide $^{4}_{2}He$ (l'hélium usuel) et, si l'on peut dire, ses « multiples » $^{12}_{6}C$ (carbone le plus usuel) et $^{16}_{8}O$ (oxygène le plus usuel) sont particulièrement liés en comparaison de leurs voisins.

La deuxième question que nous nous sommes posée concerne l'origine de cette liaison, c'est-à-dire la ou les force(s) impliquée(s). Il est clair, en effet, que, comme pour l'élastique, la liaison et l'énergie associée résultent d'une force. En ce qui concerne les noyaux deux forces (ou interactions) interviennent :

– d'une part, les **forces électriques** ou coulombiennes (interaction électromagnétique) qui s'exercent entre ceux des nucléons qui sont chargés, les protons, et varient comme l'inverse du carré de la distance. On sait que ces forces sont répulsives entre charges de mêmes signes (ici positives) : il est donc clair qu'elle ne peuvent pas à elles seules, au contraire, expliquer la liaison nucléaire ;

– d'autre part, les **forces** dites **nucléaires** (provenant de l'interaction forte entre quarks) qui, elles, en revanche, assurent la stabilité du noyau : ces forces sont attractives, intenses, agissant entre tous les nucléons quel que soit leur type et à courte portée, c'est-à-dire ne s'exerçant qu'entre nucléons voisins : pour prendre une image très approximative, disons qu'il s'agit d'une sorte de « colle » qui n'intervient qu'entre objets en contact et, dans ce cas, les lie très efficacement.

On pourrait penser que les noyaux les plus liés ne devraient contenir que des neutrons, puisque, dans ce cas, la contribution négative à l'énergie de liaison due aux répulsions électriques n'interviendrait pas ; mais cela est inexact : si les neutrons sont, certes, utiles pour séparer un peu les protons et minimiser les répulsions électriques, la physique nucléaire montre aussi qu'un équilibre entre protons et neutrons est « souhaitable ». C'est

la raison pour laquelle, les noyaux stables ont à peu près autant de protons que de neutrons tant qu'il ne sont pas trop gros (la partie gauche du diagramme *N* – *Z* est à peu près confondue avec la bissectrice à 45 degrés). Cependant, pour les gros noyaux, la minimisation des répulsions électriques devient cruciale, puisque ces répulsions sont d'autant plus grandes que le nombre de charges (protons) est élevé : c'est pourquoi, il faut davantage de neutrons pour « diluer » ces charges ; on observe que pour les plus gros noyaux de la nature, par exemple les isotopes de l'uranium, le nombre de neutrons dépasse celui des protons d'environ cinquante pour cent.

24.4. Molécules, cristaux et matière à l'échelle macroscopique

Les atomes ne restent en général pas indifférents les uns aux autres ; au contraire, grâce à des interactions de nature électrique mettant en jeu les électrons (essentiellement les électrons de la « couche » la plus extérieure), les atomes, de même nature ou non, vont pouvoir se lier entre eux. Ces nouveaux édifices sont des **molécules** ou des **cristaux**.

Les molécules peuvent mettre en jeu un nombre variable d'atomes : les molécules de la chimie minérale ne contiennent qu'un petit nombre d'atomes, mais les molécules de la matière vivante sont souvent extrêmement complexes. On observe parfois des structures périodiques régulières de grande taille par rapport aux atomes : ce sont les polymères (molécules en forme de chaînes) et les cristaux (structures régulières à trois dimensions). La matière qui nous entoure est généralement constituée d'un mélange varié de molécules (par exemple le bois) ou de cristaux (par exemple les métaux et les alliages métalliques).

Limitons-nous à quelques exemples de molécules simples pour montrer le principe de l'énergie chimique. L'hydrogène (gazeux dans les conditions usuelles) est constitué de molécules H_2, c'est-à-dire où deux atomes d'hydrogène sont liés ; de même, l'oxygène (également un gaz) est constitué de molécules O_2, c'est-à-dire où deux atomes d'oxygène sont liés.

Le chimiste est capable de **recombiner** certaines molécules pour en former d'autres. Ainsi, à partir de deux molécules H_2 et d'une molécule O_2, il sait faire deux molécules d'eau H_2O, chacune constituée de deux atomes d'hydrogène et d'un atome d'oxygène.

L'énergie de liaison peut évidemment différer entre les constituants initiaux et finaux de la réaction. Sur l'exemple considéré, il y a accroissement d'énergie de liaison, donc libération d'énergie, en général sous forme de chaleur (l'exemple choisi est celui du chalumeau), parfois sous d'autres formes comme dans la pile électrique.

Tel est le principe de l'énergie chimique. Nous verrons que l'énergie nucléaire est basée sur le même principe, sauf qu'elle cherche à recombiner les nucléons formant les noyaux et non plus les atomes formant les molécules.

25 Radioactivité et réactions nucléaires

25.1. Qu'est-ce que la radioactivité ?

Nous avons vu que la répartition entre protons et neutrons au sein des noyaux des atomes était loin d'être quelconque : bien au contraire, pour une valeur de Z fixée (valeur commune du nombre de protons dans le noyau et du nombre d'électrons dans le « cortège » qui l'entoure pour former un atome), c'est-à-dire pour un élément chimique, les valeurs possibles du nombre N de neutrons associés aux protons dans le noyau (les isotopes) étaient en général peu nombreuses, entre une et, tout au plus, une dizaine. Le « nuage » des points représentatifs des noyaux stables de la nature dans le diagramme $N - Z$ se réduit ainsi presque à une courbe : la **vallée de stabilité**.

Est-ce à dire que toute autre combinaison entre N et Z que celles qui sont portées sur ce diagramme sont exclues ? La réponse est non si l'on inclut parmi les atomes possibles ceux qui sont **radioactifs**.

En effet, seuls ont été indiqués sur ce diagramme les quelque 280 noyaux stables ou presque stables de la nature. Mais, outre ces noyaux stables, existent aussi des noyaux radioactifs : quelques dizaines d'entre eux peuvent être repérés dans la nature, et l'Homme a su en fabriquer quelque 2 000 autres.

Par opposition aux précédents, les atomes radioactifs, ou plus exactement les noyaux des atomes radioactifs, sont **instables** : cette instabilité est appelée **radioactivité**. Elle se manifeste par une transformation spontanée dite **désintégration** (ou **décroissance**) **radioactive**.

L'instant où va se produire cette désintégration est imprévisible ; tout ce que peuvent nous apprendre les mesures de radioactivité ne concerne que les lois de probabilité correspondantes : mode(s) de désintégration, durée(s) moyenne(s) associée(s), évolution en fonction du temps d'une population nombreuse, etc.

Un noyau (ou isotope) radioactif est généralement qualifié de **nucléide radioactif** ou **radionucléide** par opposition aux nucléides ou isotopes stables.

Certains éléments n'ont pas d'isotope stable : on peut parler alors d'**élément radioactif** ou de **radioélément** (par abus de langage, ce terme est parfois utilisé à la place de radionucléide). C'est le cas des éléments 43 (technétium) et 61 (prométhéum), et de tous les éléments de numéros au-delà de 83, c'est-à-dire au-delà du bismuth.

25.2. Principaux modes de décroissance radioactive

Il existe plusieurs processus de désintégration des noyaux instables ; nous nous limiterons ici à ceux qui sont le plus fréquemment observés (les seuls, en particulier, qui interviennent parmi les noyaux radioactifs naturels).

En première approximation, les modes dits « alpha » ou α, et « bêta » ou β sont associés aux positions possibles d'un noyau instable par rapport à la vallée de stabilité du diagramme $N - Z$: respectivement, dans l'axe mais au-delà de la vallée, et hors de l'axe, soit au-dessus, soit au-dessous. Le troisième type de radioactivité dit « gamma » ou γ accompagne souvent les autres modes.

La **radioactivité alpha** concerne les noyaux trop gros pour être stables, c'est-à-dire ceux qui sont situés au-delà de la vallée de stabilité (si, en outre, ils ne sont pas dans l'axe, ils subissent aussi, et plus souvent avant, une décroissance de type bêta). Ce processus alpha consiste en l'éjection d'une particule dite « alpha », qui est un noyau d'hélium formé de deux protons et de deux neutrons. Les particules éjectées constituent le rayonnement alpha ; le noyau résiduel aura vu son nombre de masse A décroître de quatre unités et sa charge Z de deux unités. (Le déséquilibre qui apparaît entre le nombre de protons et le nombre d'électrons est rapidement comblé grâce aux mouvements d'électrons dans la matière.)

Signalons en passant un autre processus, possible mais rare, concernant les noyaux lourds : la **fission spontanée**. Nous en reparlerons au chapitre 26, quand nous décrirons la fission (qui est le plus souvent induite).

Les noyaux instables parce qu'ils sont au-dessus de la vallée possèdent trop de neutrons par rapport aux protons. Le processus qui intervient alors est la transformation spontanée au sein du noyau (et par un mécanisme faisant intervenir l'interaction faible) d'un neutron en proton. Pour une raison de conservation de la charge électrique, un électron e^- est aussi produit, sa charge négative compensant la charge positive associée au proton p^+. On constate aussi que pour conserver, dans la réaction, à la fois l'énergie et le moment cinétique, un troisième « larron » doit aussi apparaître : c'est l'antineutrino $\bar{\nu}$ qu'avait postulé Fermi ; la désintégration, dite « bêta-moins », se résume donc par :

$$n \rightarrow p^+ + e^- + \bar{\nu}$$

Le proton reste dans le noyau : celui-ci ne change donc pas de nombre de masse A, mais la charge Z croît d'une unité. En revanche, l'électron et l'antineutrino sont éjectés. S'il est facile de détecter le premier grâce à sa charge électrique (c'est le rayonnement bêta-moins), l'antineutrino qui n'a pratiquement aucune interaction avec la matière n'est que très difficilement observé.

Les noyaux instables parce qu'ils sont au-dessous de la vallée possèdent trop de protons par rapport aux neutrons. Le processus qui peut intervenir alors est le symétrique du précédent : la transformation d'un proton en neutron accompagnée de l'émission d'un anti-électron ou électron positif ou encore positon e^+ et d'un neutrino ν ; cette désintégration, dite « bêta-plus », se résume donc par :

$$p^+ \rightarrow n + e^+ + \nu$$

Tableau 25.1. Les cinq principaux types de décroissances radioactives d'un noyau instable $^{A}_{Z}X$. Remarque : les décroissances β^+ et CE ne sont pas observées parmi les radionucléides naturels.

Type de radioactivité	Abréviation	Noyau fils (masse et charge)	Particules éjectées du noyau
Alpha	α	$^{A-4}_{Z-2}Y$	$^{4}_{2}He$
Bêta-moins	β^-	$^{A}_{Z-1}Y$	e^- et $\overline{\nu}$
Bêta-plus	β^+	$^{A}_{Z+1}Y$	e^+ et ν
Capture électronique	CE	$^{A}_{Z+1}Y$	ν
Gamma	γ	$^{A}_{Z}X$	Photon(s) γ

Le neutron reste dans le noyau : celui-ci ne change donc pas de nombre de masse A, mais la charge Z décroît d'une unité. En revanche, le positon et le neutrino sont éjectés. Le premier peut être détecté grâce à sa charge positive, ou grâce à sa rapide annihilation avec un électron (normal) de la matière produisant deux photons de 0,511 MeV émis à 180 degrés (0,511 MeV est la masse de chacune des particules, convertie en énergie de rayonnement lors de cette annihilation). Comme l'antineutrino, le neutrino n'est pas détecté en pratique.

La désintégration bêta-plus est un peu plus difficile que la désintégration bêta-moins du fait que la masse du proton est légèrement plus faible que celle du neutron : la deuxième réaction est endo-énergétique alors que la première est exo-énergétique. En particulier, un proton est toujours stable alors qu'un neutron libre est radioactif (si l'on savait garder en « bouteille » des neutrons libres, on observerait la moitié d'entre eux disparaître en 11 minutes).

En revanche, un autre mécanisme peut, plus ou moins « aider » cette désintégration bêta-plus : c'est la **capture électronique**. Ce processus, dont le symétrique n'est pas observé, est la capture d'un électron profond du « cortège » atomique par un proton du noyau qui se transforme ainsi en neutron :

$$p^+ + e^- \rightarrow n + \nu$$

La grosse différence de ce processus par rapport à la décroissance bêta-plus est l'absence de toute émission de particule, abstraction faite du neutrino non détecté. Toutefois, des émissions de rayons X résultant de la capture électronique et du réarrangement des autres électrons peuvent être observées.

Ces décroissances radioactives s'effectuent parce qu'il y a de l'énergie excédentaire dans le noyau instable (on peut le vérifier si l'on dispose d'une table précise des masses atomiques). Cette énergie se manifeste dans l'énergie cinétique de la ou des particule(s) éjectée(s). On constate souvent, cependant, que toute l'énergie disponible n'est pas toujours ainsi évacuée : le noyau résiduel reste dans ce cas dans l'état excité dit mésomérique. Cet excédent d'énergie est alors éjecté, en un laps de temps souvent infime, mais quelquefois notable, sous forme de photons de grande énergie appelés **rayonnements gamma**. Cette troisième forme de radioactivité, la radioactivité gamma, accompagne ainsi très souvent les autres types de désintégration.

25.3. Loi de la radioactivité

Pour tous les processus de radioactivité, la loi mathématique est la même, la **loi exponentielle** ; seul change le rythme de décroissance que décrit cette loi, rythme caractérisé par la **période radioactive**.

La radioactivité est un processus spécifiquement nucléaire qui ne fait pas intervenir le cortège électronique (sauf pour la capture électronique qui concerne la couche la plus profonde). C'est dire que le processus radioactif et la période qui le caractérise sont indépendants des conditions physico-chimiques de la matière concernée : température, forme moléculaire, granulométrie, etc.

La loi de la radioactivité peut se résumer en disant : *les noyaux radioactifs peuvent, avec une certaine probabilité, « mourir » dans l'instant qui vient, mais ils ne vieillissent pas* (contrairement, par exemple, aux êtres vivants qui ont une plus grande probabilité de mourir lorsqu'ils sont vieux que lorsqu'ils sont jeunes).

La probabilité qu'un noyau radioactif observé à un instant donné se désintègre dans le laps de temps infinitésimal qui va suivre, disons dt, est proportionnelle à la durée de ce laps de temps : si l'on appelle λ la constante de proportionnalité, cette probabilité est λdt ; la constante λ est la **constante radioactive** : elle est propre à un noyau et à un processus radioactifs donnés mais ne dépend pas, comme nous l'avons dit, des conditions dans lesquelles se trouve ce noyau et, en particulier, de son « âge ».

Cette loi seulement probabiliste ne nous permet pas de savoir si un atome radioactif que nous observons va ou non se désintégrer dans la seconde qui vient ; en revanche, cette loi permet de faire des prédictions précises sur une population nombreuse d'atomes radioactifs (ce qui est le cas en pratique quand nous manipulons de la matière à notre échelle macroscopique) : en effet, sur un effectif donné (important) de n noyaux radioactifs, la loi indique que $n\lambda dt$ d'entre eux vont se désintégrer pendant le laps de temps infinitésimal qui va suivre. En intégrant $dn = -n\lambda dt$ et en supposant qu'à l'instant origine l'effectif des noyaux radioactifs est $n(0)$, cet effectif se sera réduit à un instant t ultérieur à $n(t)$ tel que :

$$\frac{n(t)}{n(0)} = \exp(-\lambda t)$$

Cette loi exponentielle décroissante, manifestant la diminution progressive du nombre d'atomes « survivants », est représentée graphiquement figure 25.1.

La décroissance régulière qu'elle décrit en fonction du temps t est en général caractérisée par la période radioactive T : cette période (explicitée sur le schéma) est le laps de temps au bout duquel la moitié de l'effectif aura disparu. Après deux périodes, l'effectif aura été réduit à la moitié de la moitié, donc au quart ; au bout de trois périodes, il sera réduit à la moitié du quart, soit au huitième ; et ainsi de suite. On considère, en général, qu'au bout d'une dizaine de périodes, la matière radioactive considérée a pratiquement complètement disparu, car, en répétant ce calcul, on constate que seule reste la millième partie environ de l'effectif initial.

La loi exponentielle de la décroissance permet de calculer la période en fonction de la constante radioactive :

$$T = \frac{\ln 2}{\lambda} = \frac{0,693}{\lambda} \quad \text{et vice versa} \quad \lambda = \frac{\ln 2}{T} = \frac{0,693}{T}$$

Les tables nucléaires donnent en général les périodes.

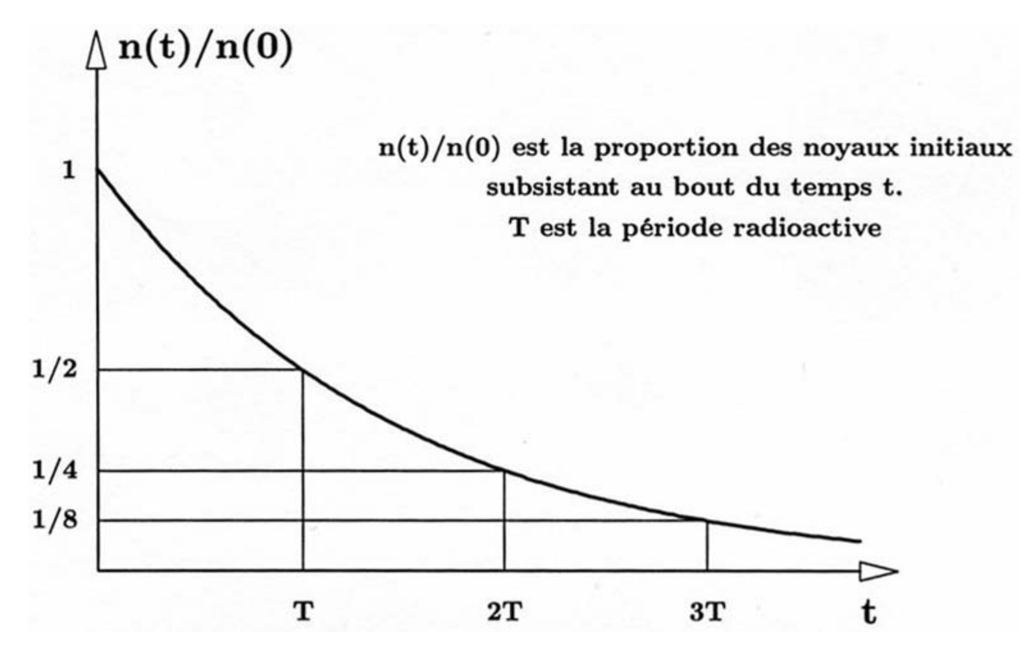


Figure 25.1. Notion de période radioactive.

25.4. Activité radioactive

L'activité (radioactive) d'une certaine quantité de matière radioactive est le nombre de désintégrations par seconde qui peuvent être observées ; l'activité se mesure en becquerels :

1 becquerel (Bq) = 1 désintégration par seconde.

Cette unité remplace l'ancienne unité, le curie :

1 curie (Ci) = 37 milliards de désintégrations par seconde.

Si cette ancienne unité était sans doute un peu trop grande (elle correspond à l'activité d'un gramme de radium 226), la définition de l'unité légale, le becquerel, s'avère, en revanche, avoir été un choix assez peu judicieux sur le plan médiatique : en effet, même la radioactivité naturelle, parfaitement inoffensive, peut se chiffrer par des centaines ou des milliers de becquerels par kilogramme !

L'activité a est proportionnelle au nombre de noyaux radioactifs susceptibles de se désintégrer ; elle *décroît* donc au cours du temps selon la même loi que l'effectif des noyaux :

$$\frac{a(t)}{a(0)} = \exp(-\lambda t)$$

Notons enfin que l'activité ne caractérise pas le risque radioactif : d'une part, le risque n'existe que si les rayonnements émis lors des décroissances radioactives sont susceptibles d'atteindre un organisme vivant ; d'autre part, la nocivité potentielle de ces rayonnements peut varier d'un facteur énorme (des milliers !) selon leur nature et leur énergie.

Sans entrer dans le détail des problèmes de radioprotection qui feront l'objet du chapitre 37, notons simplement ici que la distance parcourue dans la matière usuelle par les

rayonnements émis par radioactivité est extrêmement variable ; voici quelques ordres de grandeur :

– Rayonnement de particules alpha : environ 1/10 millimètre.
– Rayonnement d'électrons et de positons : environ 1 millimètre.
– Rayonnement de photons gamma : environ 1 décimètre.
– Rayonnement de neutrinos et d'antineutrinos : pratiquement infini.

(Rappelons que chaque annihilation de positon dans la matière conduit à l'émission de deux photons gamma.)

25.5. Quelques exemples de noyaux radioactifs

Nous l'avons dit, des milliers de noyaux radioactifs sont connus (rien que dans les réacteurs nucléaires, plus de 700 d'entre eux sont produits) ; il n'est donc pas question ici d'en dresser la liste. Il est intéressant cependant de commenter quelques exemples pour montrer l'extrême variété des périodes et des applications de la radioactivité. Les exemples que nous avons choisis sont rassemblés dans le tableau 25.2.

Rappelons que, bien que tous les éléments au-delà du numéro 83 soient radioactifs, on trouve sur Terre les éléments 84 à 92. Cela s'explique, en ce qui concerne le thorium (90) et l'uranium (92) par l'existence d'isotopes de très longues périodes (ceux qui sont cités dans le tableau), du même ordre de grandeur que l'âge de la Terre. (Les éléments lourds de l'univers se sont formés dans les explosions des supernovae, puis ont été recyclés dans les nouvelles étoiles et leur cortège planétaire, par exemple la Terre.) Ainsi, depuis leur création, ces isotopes n'ont pas eu le temps matériel de se désintégrer complètement. (On observera que l'uranium 235 a une période plus courte que l'uranium 238 : cela permet de comprendre pourquoi sa teneur est aujourd'hui plus faible, au grand dam des physiciens des réacteurs nucléaires !)

Ces isotopes doivent subir plusieurs désintégrations successives avant de se transformer en un noyau stable (isotope du plomb ou bismuth) ; les noyaux intermédiaires, bien que tous de périodes courtes devant l'âge de la Terre, sont ainsi continuellement régénérés : un « équilibre séculaire » entre les productions et les disparitions est observé. Par exemple, le radium 226, de période 1 600 ans, a pu être mis en évidence, par Marie et Pierre Curie, en faible concentration dans des minerais d'uranium.

Ce noyau fait, en effet, partie de la « famille radioactive de l'uranium 238 » reproduite à titre d'exemple à la figure 25.2. On observera que tous les membres de cette « famille » ont un nombre de masse multiple de 4 plus 2 : il ne peut en être autrement, puisque seule la décroissance α change le nombre de masse, et alors de 4 unités.

De même, tous les membres de la famille du thorium 232 ont des nombres de masse multiples de 4, et tous les membres de la famille de l'uranium 235 des nombres de masse multiples de 4 plus 3. La famille « multiple de 4 plus 1 » n'est pas représentée dans la nature, mais a été créée par l'homme : c'est celle de l'uranium 233, isotope artificiel (produit à partir de captures neutroniques par le thorium 232), de période trop courte pour subsister sur Terre, mais quasiment stable à notre échelle ; c'est une matière

Tableau 25.2. Quelques exemples de périodes radioactives (les radionucléides artificiels sont indiqués en *italiques*).

Nucléide	Décroissance	Période
Thorium 232	α	$1{,}4.10^{10}$ ans
Uranium 238	α	$4{,}5.10^{9}$ ans
Uranium 235	α	$7{,}2.10^{8}$ ans
Uranium 233	α	$1{,}6.10^{5}$ ans
Plutonium 239	α	$2{,}4.10^{4}$ ans
Plutonium 238	α	88 ans
Radium 226	α	$1{,}6.10^{3}$ ans
Curium 242	α	160 jours
Potassium 40	β^-	$1{,}3.10^{9}$ ans
Carbone 14	β^-	$5{,}7.10^{3}$ ans
Tritium (^{3}**H**)	β^-	12 ans
Cobalt 60	$\beta^{-(*)}$	5,3 ans
Iode 131	β^-	8,0 jours
Azote 16	$\beta^{-(*)}$	7,1 secondes
Technétium 97	CE	$2{,}6.10^{6}$ ans
Cobalt 58	β^+ et CE	71 jours
Carbone 11	β^+	20 minutes
Fluor 18	β^+	110 minutes

(*) Nucléide plus connu par le rayonnement γ qui suit cette décroissance.

qui pourrait être utilisée dans les réacteurs au même titre que l'uranium 235 (naturel) ou que le plutonium 239 (artificiel, produit à partir de captures neutroniques par l'uranium 238).

Autre isotope du plutonium : l'isotope 238. C'est un émetteur α sans émission γ, donc ne posant pas de problème de radioprotection, de période comparable à celle des activités humaines. Il est utilisé comme source d'énergie notamment dans les sondes spatiales voyageant trop loin du Soleil pour que les panneaux solaires soient efficaces.

Dans la première partie du tableau, nous avons aussi cité le curium 242 à titre d'exemple d'une radioactivité α de période relativement courte et d'un « actinide mineur » (sans grand intérêt énergétique) produit en faible quantité dans les réacteurs nucléaires.

La seconde partie du tableau donne quelques exemples de radioactivité bêta-moins.

Le potassium 40 est naturel : à côté de l'uranium, du thorium et de leurs descendants (notamment les isotopes du radon qui posent des problèmes de radioprotection), le potassium 40 apporte une contribution notable à la dose naturelle de rayonnement que reçoivent nos organismes.

Le carbone 14, bien que de période relativement courte, se trouve dans la nature à une teneur isotopique qui a peu varié au cours des âges car il est constamment régénéré par action des rayons cosmiques sur l'azote atmosphérique. Le carbone 14 est ingéré par les organismes vivants au même titre que les isotopes principaux et stables, 12 et 13, du carbone ; mais à la mort de ces organismes, l'apport de carbone 14 cesse et sa concentration décroît donc régulièrement au rythme des 5 700 ans de sa période : ainsi, si l'on mesure

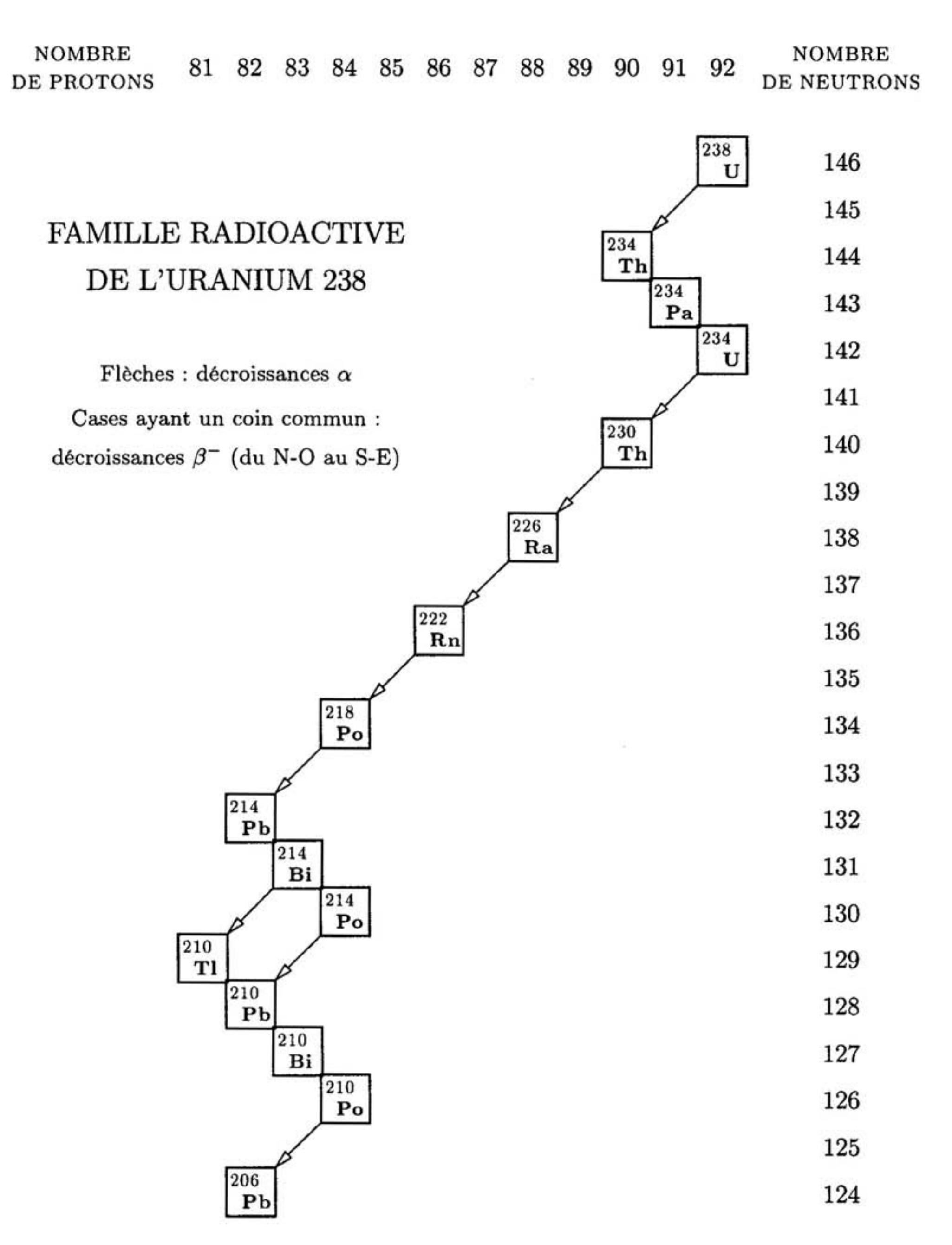


Figure 25.2. Famille radioactive de l'uranium 238.

la teneur isotopique, on peut en déduire l'époque où cette matière a vécu. Le carbone 14 est donc un exemple, parmi bien d'autres, de l'utilisation de la radioactivité en datation.

Hormis quelques traces infimes, le tritium ou isotope 3 de l'hydrogène ne se trouve pas dans la nature. Bien que très faiblement irradiant (le rayonnement β émis est de faible énergie), ce noyau pourrait inquiéter en cas de fuite à cause de sa grande mobilité dans

l'environnement. Cet isotope artificiel est l'un des « ingrédients » des réactions de fusion (voir chapitre 26), l'autre étant le deutérium ou isotope 2, naturel mais rare, de l'hydrogène ; les réactions de fusion sont celles qui sont mises en œuvre dans certaines armes nucléaires, les bombes H, et celles que l'on cherche à maîtriser dans les tokamaks pour une future production d'énergie thermonucléaire.

Le cobalt 60 est fabriqué par irradiation neutronique : il a été très utilisé en cancérothérapie (d'autres radionucléides sont préférés aujourd'hui) : les cellules cancéreuses, plus fragiles, irradiées par les rayons γ, sont détruites préférentiellement aux cellules avoisinantes. Cette radiothérapie peut compléter d'autres approches : chimiothérapie, chirurgie... L'action destructrice des rayons γ a aussi été utilisée pour la stérilisation et une meilleure conservation de denrées agro-alimentaires : après l'irradiation γ aucune trace de radioactivité ne subsiste et ce procédé est donc totalement sans danger radioactif (cette technique est aujourd'hui peu utilisée à cause d'autres effets de nature chimique).

Exemples d'autres applications des rayons γ du cobalt ou de radionucléides similaires : la conservation d'œuvres d'art anciennes abîmées par l'action des micro-organismes ; la polymérisation de matériaux pour les rendre plus résistants (gaines électriques, vernis, prothèses...) ; la radiographie industrielle (examen de soudure, mesure d'un niveau...).

L'iode 131 est l'un des nombreux produits de la fission formé dans les réacteurs ; en cas d'accident nucléaire, il pourrait atteindre la thyroïde et être à l'origine d'un cancer. On pallierait ce risque par une distribution d'iode non radioactif aux populations concernées, saturant ainsi les capacités d'assimilation d'iode par cet organe, en particulier d'iode radioactif.

Notons que la plupart des produits de la fission sont radioactifs bêta-moins (et gamma) car ces noyaux ont un excédent de neutrons par rapport à l'équilibre (les fragments de fission proviennent de noyaux très lourds où la proportion des neutrons par rapport aux protons est maximale). Très souvent, plusieurs décroissances successives peuvent être observées ; c'est, par exemple, le cas des noyaux intervenant dans la chaîne du xénon 135, un noyau connu par sa très grande « avidité » pour les neutrons lents et donc sa capacité à « empoisonner » les réacteurs à neutrons thermiques (voir chapitre 27) :

$$^{135}_{52}\mathbf{Te}\ (19\ \text{s}) \Rightarrow\ ^{135}_{53}\mathbf{I}\ (6{,}6\ \text{h}) \Rightarrow\ ^{135}_{54}\mathbf{Xe}\ (9{,}2\ \text{h}) \Rightarrow\ ^{135}_{55}\mathbf{Cs}\ (2{,}6.10^{6}\ \text{a}) \Rightarrow\ ^{135}_{56}\mathbf{Ba}\ (\text{stable})$$

Chaîne du xénon 135, poison neutronique des réacteurs à neutrons thermiques. Le tellure 135 est un des fragments de la fission des noyaux lourds (Entre parenthèses : périodes radioactives ; il s'agit de décroissances β^-).

L'azote 16 se forme dans les réacteurs à eau par action des neutrons rapides sur l'oxygène. Bien que sa période soit fort courte, ce noyau conduit à quelques problèmes de radioprotection car cette période est néanmoins suffisante pour que cet azote 16 ait le temps de sortir du cœur et de libérer le photon γ dans le générateur de vapeur (réacteurs à eau sous pression) ou la turbine (réacteurs à eau bouillante).

Nous avons donné dans la troisième partie du tableau quatre exemples de radioactivité bêta-plus et/ou de capture électronique.

Le technétium 97 est l'isotope de plus longue période de cet élément qui n'a, rappelons-le, aucun isotope stable.

Le cobalt 58 est un exemple parmi d'autres où les deux processus possibles, la désintégration bêta-plus et la capture électronique, entrent en compétition avec des probabilités similaires.

Le carbone 11 est cité comme un exemple de noyau artificiel de courte période utilisé en imagerie médicale par caméra en positons : après fabrication sur place grâce à un accélérateur de particules (cyclotron), le carbone 11 est rapidement injecté au patient à une faible dose ; le carbone 11 suit évidemment le même métabolisme que le carbone usuel ; lorsqu'il se désintègre, la détection en coïncidence des deux photons gamma résultant de l'annihilation du positon avec un électron permet de repérer où cela a eu lieu ; une « carte » du carbone peut ainsi être construite. Cela permet, par exemple, d'étudier les processus mentaux normaux ou pathologiques dans le cerveau...

Le fluor 18 a des applications similaires. La médecine (diagnostics et thérapie) utilise de très nombreux radionucléides en tirant partie des différents modes de décroissance et périodes pour enrichir l'arsenal des techniques, qui se complètent ainsi les unes les autres.

Les radionucléides posent parfois de délicats problèmes de radioprotection et, en tout cas, doivent toujours n'être utilisés que par du personnel formé à ces problèmes. Mais ces quelques exemples, bien loin d'être exhaustifs, montrent surtout l'immense champ des applications de la radioactivité en sciences physiques, biologiques et médicales : comme explorateurs des processus fondamentaux, traceurs ou marqueurs, comme horloges aux diverses échelles de temps, comme irradiateurs, comme sources d'énergie, ..., les radionucléides ont trouvé une multitude d'applications qui les ont rendus irremplaçables dans les sociétés industrielles modernes.

25.6. Réactions nucléaires

La radioactivité est un processus spontané ; par opposition, une réaction nucléaire est un processus provoqué. En général, une réaction résulte de l'impact d'un « projectile » sur une « cible » ; il s'agit d'une réaction nucléaire si cible et projectile sont des objets subatomiques, particules ou noyaux d'atomes.

En pratique, le projectile a est le plus souvent une particule (proton, neutron, électron, photon...) ou un petit noyau d'atome (deuton ou noyau de deutérium, particule alpha ou noyau d'hélium...) ; ce projectile peut provenir notamment d'une désintégration radioactive... ou de toute autre réaction nucléaire préalable. La cible A est en général le noyau d'un atome de la matière bombardée par le projectile.

Le résultat de l'interaction cible + projectile peut être divers ; s'il s'agit, par exemple, d'une particule b et d'un noyau résiduel B, la réaction sera symbolisée par l'écriture :

$$a + A \Rightarrow b + B$$

ou, plus simplement :

$$A(a,\ b)B$$

Comme dans tous les processus physiques, et en particulier la radioactivité, des lois de conservation sont vérifiées lors des réactions nucléaires :

– conservation de l'énergie,

– conservation de l'impulsion (quantité de mouvement),

– conservation du moment cinétique,

– conservation de la charge électrique,

– conservation du nombre total de nucléons.

Naturellement, pour la première loi, la masse doit être comptabilisée avec l'énergie en utilisant l'équivalence d'Einstein : $E = mc^2$. Cela permet de calculer le bilan énergétique de la réaction connaissant toutes les masses et les énergies cinétiques à l'entrée.

La deuxième loi permet de savoir comment se répartit l'énergie cinétique entre les produits de la réaction.

La troisième loi permet de vérifier le bilan des spins.

Les quatrième et cinquième lois permettent de rétablir un terme manquant dans une réaction si l'on connaît les autres.

25.7. Exemples de réactions nucléaires

Comme les processus radioactifs, les réactions nucléaires connues sont extrêmement nombreuses. Nous nous limiterons à quelques exemples, pour simplement illustrer une problématique générale.

La réaction de fusion que nous avons déjà évoquée (celle des bombes H et celle des futurs réacteurs à fusion) fait réagir deux isotopes de l'hydrogène :

$$^{2}\mathbf{H} + {}^{3}\mathbf{H} \Rightarrow {}^{1}\mathbf{n} + {}^{4}\mathbf{He}$$

On peut vérifier qu'il y a cinq nucléons et deux charges électriques dans chaque membre de la réaction. Un bilan de masse montre que cette réaction fournit 17,6 MeV ; le bilan d'impulsion montre que cette énergie se répartit en 3,5 MeV emportés par la particule α et 14,1 MeV emportés par le neutron.

Les étoiles, et en particulier le Soleil, produisent leur énergie à partir d'une série compliquée de réactions de fusion qui peut se résumer par :

$$4\ {}^{1}\mathbf{H} \Rightarrow {}^{4}\mathbf{He}$$

(formation d'un noyau d'hélium à partir de quatre noyaux d'hydrogène usuel).

Nous verrons au chapitre suivant que, dans un réacteur nucléaire à fission, une réaction en chaîne équilibrée est établie :

fissions ⇒ *neutrons* ⇒ fissions ⇒ *neutrons* ⇒ fissions ⇒ etc...

Il faut cependant quelques neutrons pour induire les premières fissions et initialiser le processus. Ces neutrons doivent être produits par une source ; le plus couramment, on utilise une réaction (α, n) sur le béryllium :

$$^{4}\mathbf{He} + {}^{9}\mathbf{Be} \Rightarrow {}^{1}\mathbf{n} + {}^{12}\mathbf{C}$$

réalisée concrètement en mélangeant intimement le béryllium avec un émetteur α (radium, polonium, plutonium, etc.). On peut aussi utiliser la réaction (γ, n) sur ce même béryllium (source antimoine 124 + béryllium, par exemple).

La réaction :

$$^{4}\mathbf{He} + {}^{27}\mathbf{Al} \Rightarrow {}^{1}\mathbf{n} + {}^{30}\mathbf{P}$$

fut réalisée, pour la première fois, par Frédéric Joliot en 1934 en bombardant une feuille d'aluminium par des particules α : elle fut à l'origine du premier radionucléide *artificiel*, le phosphore 30, repéré grâce à sa décroissance β^+ de période 2,50 mn (ce fut aussi le premier radionucléide β^+ découvert).

La réaction de capture neutronique par l'isotope 10 du bore (20 % du bore naturel) :

$$^{1}\mathbf{n} + {}^{10}\mathbf{B} \Rightarrow {}^{4}\mathbf{He} + {}^{7}\mathbf{Li}$$

est caractérisée par une grande section efficace (facilité de réaction). Cette réaction est notamment utilisée dans les réacteurs à eau sous pression pour réguler la réactivité du cœur (excédent neutronique par rapport à l'équilibre de la réaction en chaîne) ; le bore est dilué, sous forme d'acide borique $B(OH)_3$, dans l'eau du circuit primaire.

Autre réaction induite par les neutrons et donnant une particule chargée :

$$^{1}\mathbf{n} + {}^{14}\mathbf{N} \Rightarrow {}^{1}\mathbf{p} + {}^{14}\mathbf{C}$$

C'est cette réaction sur l'azote atmosphérique qui est à l'origine du carbone 14 (naturel) qui a été évoqué ci-dessus à propos de la datation.

Les neutrons induisent de nombreuses réactions dans les réacteurs nucléaires. Celles que l'on recherche sont les réactions de fission, par exemple :

$$^{1}\mathbf{n} + {}^{235}\mathbf{U} \Rightarrow {}^{236}\mathbf{U}^{*} \Rightarrow \text{deux fragments de fission} + 2 \text{ ou } 3 \text{ neutrons}$$

(l'astérisque signale un état excité transitoire). Très souvent, le neutron est seulement capturé et l'excès d'énergie libéré sous forme de photons (capture radiative) ; par exemple, sur l'autre isotope de l'uranium, la fission est très rarement observée et l'absorption n'est généralement qu'une simple capture radiative :

$$^{1}\mathbf{n} + {}^{238}\mathbf{U} \Rightarrow {}^{239}\mathbf{U}^{*} \Rightarrow {}^{239}\mathbf{U} + \text{un ou plusieurs photons } \gamma$$

Noter que l'uranium 239 (β^- de période 23,5 min) se désintègre en neptunium 239 et ce dernier (β^- de période 2,35 j) en plutonium 239 ; le plutonium 239 est un noyau fissile comme l'uranium 235, susceptible de constituer un combustible artificiel pour les réacteurs nucléaires.

26 Réactions nucléaires utilisées en énergétique

26.1. Recherche de réactions nucléaires énergétiques

Comme le chimiste confronté à une multitude de réactions possibles, le physicien nucléaire peut se poser la question : quelles réactions nucléaires envisager pour produire de l'énergie ? Comme le choix est vaste, a priori, il vaut mieux, avant même de s'interroger sur la faisabilité, examiner quelles sont les réactions susceptibles de libérer effectivement de l'énergie.

Si l'on disposait des « ingrédients » eux-mêmes susceptibles de constituer les noyaux d'atomes, les protons et les neutrons, la réponse serait : avec ces ingrédients, fabriquons des noyaux et récupérons l'énergie de liaison correspondante (c'est-à-dire celle associée au défaut de masse) ; comme le défaut de masse (rapporté au nombre de nucléons) est à peu près le même pour tous les noyaux, on pourrait envisager de construire ainsi à peu près n'importe quel noyau. Mais une idée aussi simple est malheureusement une vue de l'esprit : d'une part, il n'est pas du tout évident qu'on sache assembler des nucléons (il faudrait, en particulier, vaincre les répulsions électriques s'exerçant entre les protons) ; d'autre part, si l'on peut effectivement se procurer des protons en « épluchant » les noyaux d'hydrogène de leur électron, on ne dispose pas de neutrons libres susceptibles d'être utilisés à cela.

Ce sont donc, non pas des créations directes de noyaux d'atomes qu'il faut rechercher, mais des recombinaisons de nucléons déjà insérés dans des noyaux atomiques pour former d'autres noyaux atomiques. (Notons que le chimiste est assujetti à la même difficulté, puisqu'il ne trouve pas dans la nature des atomes libres susceptibles d'interagir, mais seulement des atomes déjà liés dans des systèmes moléculaires ou cristallins : lui aussi doit rechercher des recombinaisons.)

La recherche de réactions exo-énergétiques (susceptibles de libérer de l'énergie) doit se faire donc non pas directement au vu de l'énergie de liaison des noyaux mais en examinant les différences d'énergie de liaison selon les noyaux. Si nous reprenons la « courbe » d'énergie de liaison (voir la figure 24.3), nous remarquons qu'en raisonnant sur la valeur moyenne par nucléon, cette énergie passe par un maximum au voisinage du nombre de masse 60 (noyau de fer ou d'éléments voisins). Nous en déduisons qu'on peut espérer libérer de l'énergie en recombinant les nucléons d'autres noyaux pour faire des noyaux de fer ou d'éléments voisins.

Pour cela, nous pouvons envisager deux voies :

– La première consiste à assembler de petits noyaux peu liés pour obtenir un noyau plus gros et plus lié : cette voie est celle de la **fusion** (fusionner = réunir, assembler).

– La deuxième voie consiste à casser de gros noyaux légèrement moins liés que les noyaux intermédiaires, pour obtenir deux noyaux plus petits et plus liés : cette voie est celle de la **fission** (le verbe fissionner, qui est un néologisme, signifie : briser, séparer en deux).

Nous avons vu un exemple de réaction de fusion au chapitre précédent, et nous y reviendrons pour constater que ces réactions sont difficiles à réaliser car elles nécessitent de vaincre les répulsions électriques entre les deux noyaux qu'on cherche à fusionner. Les réactions de fission, comparativement, sont plus aisées, du moins en ce qui concerne cet aspect !

Si l'on examine l'échelle de la figure 24.3, on note que l'augmentation d'énergie de liaison entre un noyau lourd (point à l'extrême droite du nuage) et deux noyaux dont la masse est la moitié est de l'ordre de 0,85 MeV par nucléon ; si l'on fissionne un noyau parmi les plus lourds de ceux qu'on trouve dans la nature – par exemple, un noyau constitué de 235 nucléons – on obtient ainsi une libération d'énergie de l'ordre de 0,85×235 = 200 MeV par noyau fissionné. Rapporté à la masse des réactifs, la fission donne, en ordre de grandeur, *un million de fois plus d'énergie* qu'une réaction chimique ! Les réactions chimiques, comme la combustion du carbone dans l'oxygène, ne fournissent, en effet, qu'une énergie de l'ordre de quelques électronvolts seulement par réaction élémentaire.

26.2. Principe de l'énergie de fission

Lorsque de l'énergie peut se libérer, cela se produit en général spontanément (c'est ce qui se passe, par exemple, dans la radioactivité ou, plus simplement, si vous lâchez un objet à une certaine hauteur du sol). On pourrait donc s'attendre que, spontanément, les noyaux lourds se fissionnent en libérant leur excédent potentiel d'énergie. En réalité, cela ne se produit pas, sauf rares exceptions : heureusement pour les physiciens des réacteurs nucléaires qui, sinon, verraient tous les noyaux lourds disparaître tout seuls, sans pouvoir contrôler la source d'énergie qu'est la fission !

La raison de cette absence de fission spontanée est l'existence d'une **barrière de fission**.

La figure 26.1 montre schématiquement le déroulement d'une fission. Avant que ne soit obtenue la brisure du noyau initial (à peu près sphérique), il faut d'abord déformer ce noyau, et ce suffisamment pour l'amener jusqu'à la scission. Cette déformation suppose un certain apport d'énergie : en situation normale, rien ne vient la provoquer... et donc la fission ne se produit pas !

Cette déformation se traduit par l'existence d'une « barrière » de quelques MeV à franchir avant que ne se réalise la fission libérant les 200 MeV : la déformation augmente d'abord la surface de la « goutte » de matière nucléaire, ce qui suppose un apport d'énergie (tension superficielle) ; elle amène aussi les charges électriques à s'éloigner progressivement les unes des autres, libérant ainsi de l'énergie par le travail des forces électriques. Asymptotiquement, après la scission, c'est ce travail qui l'emporte, contribuant pour l'essentiel aux 200 MeV que libérera finalement la fission.

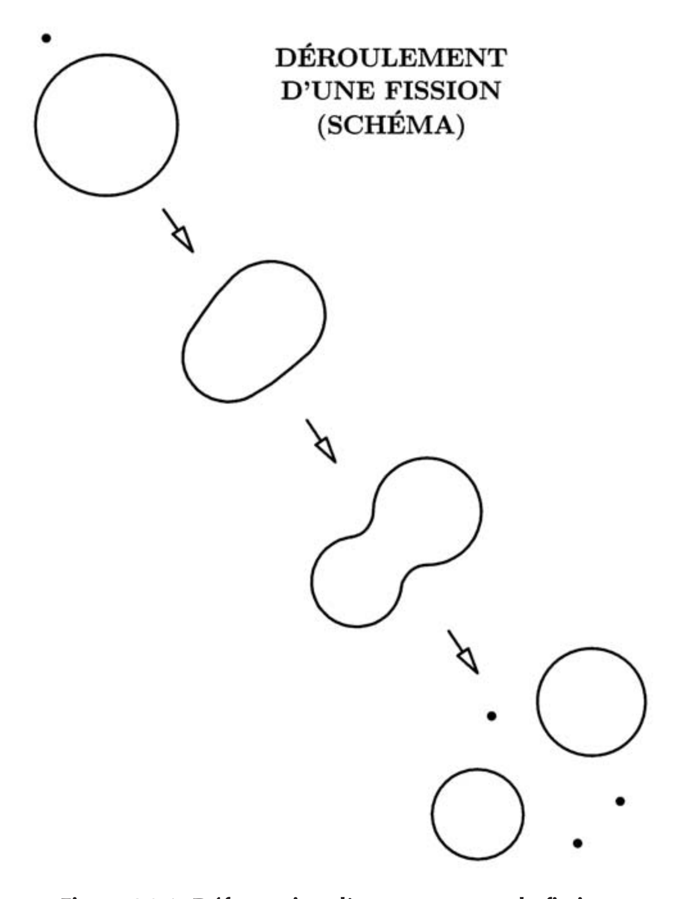


Figure 26.1. Déformation d'un noyau avant la fission.

Accessoirement, remarquons que ce qu'interdit la mécanique classique est plus ou moins autorisé par la mécanique quantique : rarement mais néanmoins de façon observable, des fissions se produisent spontanément, par exemple dans l'uranium 238, comme si un « tunnel » apparaissait permettant de passer la barrière sans avoir à la franchir. Outre cet « effet tunnel », la physique quantique montre aussi des « effets d'anti-tunnel » : même avec un apport d'énergie supérieur à la hauteur de la barrière, la fission, parfois, ne se produit pas !

En pratique, la fission doit être provoquée : comment apporter la (relativement) petite quantité d'énergie nécessaire pour induire la fission ?

Il est clair que cela ne peut se faire en qu'envoyant un « projectile » percuter le noyau qu'on veut fissionner. Il serait peu judicieux de choisir une particule chargée qui risquerait fort de manquer la cible à cause des répulsions électriques. Un photon pourrait convenir si son énergie était suffisante. Mais le meilleur choix est, sans contestation possible, le neutron (il a été schématisé au haut de la figure 26.1). En effet, outre son énergie cinétique, le neutron apporte au noyau cible une quantité appréciable d'énergie du seul fait qu'il vient se lier aux autres nucléons déjà dans le noyau et que ces forces (nucléaires) de liaison vont fournir un travail : l'énergie correspondante va se disperser au sein du « noyau composé » (noyau initial, plus le neutron absorbé). Si l'énergie

d'excitation ainsi acquise (énergie cinétique + énergie de liaison apportées par le neutron) dépasse la hauteur de la barrière de fission, la fission du noyau composé pourra se produire.

Examinons, par exemple, la situation pour les deux isotopes de l'uranium. Dans les noyaux, les protons d'une part, les neutrons d'autre part, s'assemblent par paires. L'énergie apportée par la liaison du neutron incident est ainsi plus importante dans le cas de l'uranium 235 que dans celui de l'uranium 238 car le neutron incident peut, alors, s'associer au neutron « célibataire » du noyau-cible pour former une paire, alors que, dans le deuxième cas, le neutron incident restera « célibataire ». C'est ainsi que la seule énergie de liaison, dans le premier cas, amènera au-dessus de la barrière même si le neutron arrive avec une énergie cinétique négligeable, et que la fission sera généralement observée. (On constate même que la probabilité de fission est plus grande avec un neutron lent qu'avec un neutron rapide.) Pour l'uranium 238, en revanche, la seule liaison du neutron incident n'apporte pas suffisamment d'énergie pour amener le noyau composé à la hauteur de la barrière de fission : pour que la fission se produise, le neutron devra apporter un complément, de l'ordre du MeV au moins, sous forme d'énergie cinétique.

La conséquence globale de cela est qu'il faudra compter, dans les réacteurs, sur l'isotope 235, si l'on travaille avec l'uranium ; l'autre isotope, l'uranium 238, ne contribue que de façon très marginale aux fissions grâce aux neutrons rapides.

Cela étant dit, reste à trouver le moyen de se « procurer » des neutrons pour provoquer des fissions. La réponse à cette préoccupation est simple : ce sont tout simplement les fissions elles-mêmes qui vont émettre les neutrons nécessaires aux fissions suivantes.

L'expérience montre, en effet, qu'outre les deux fragments, quelques neutrons, entre zéro et sept, en moyenne 2,4 pour l'uranium 235, sont émis (ils sont schématisés au bas de la figure 26.1). Si l'on est capable de « récupérer » au moins une partie de ces neutrons pour provoquer de nouvelles fissions, la réaction pourra s'entretenir d'elle-même. Tel est le principe de la réaction en chaîne mise en œuvre dans les réacteurs et les armes à fission.

26.3. Les applications de la fission

Dès 1939, Frédéric Joliot et ses collaborateurs, qui avaient mis en évidence les neutrons secondaires émis lors de la fission, avaient vu toutes les potentialités offertes par la réaction en chaîne de fission, tant pour des armes que pour des machines pacifiques : les brevets qu'ils déposèrent au mois de mai en témoignent. Les circonstances firent que ces brevets tombèrent dans l'oubli jusqu'à la fin de la guerre et que les recherches se poursuivirent en Angleterre et sur le Nouveau Continent.

Lorsque la guerre éclata, les belligérants virent vite, en effet, le parti qu'ils pourraient tirer de l'énergie de fission pour de nouvelles armes redoutables. L'histoire a voulu que les Allemands, partis sur une mauvaise voie, concluent que l'affaire étaient sans intérêt. En revanche, les Américains et leurs alliés se lancèrent dans une gigantesque entreprise, le projet *Manhattan*. Les deux voies, celle de l'uranium 235, supposant une séparation isotopique poussée (l'uranium naturel n'a que 0,7 % d'isotope 235), et celle du plutonium 239,

supposant la construction de réacteurs et l'irradiation neutronique de grandes quantités d'uranium 238, furent toutes deux menées jusqu'à la réalisation de bombes atomiques. La voie de l'uranium 235 se conclut par la bombe d'Hiroshima, celle du plutonium 239 par les bombes d'Alamogordo (explosion expérimentale dans le Nouveau-Mexique) et celle de Nagasaki, en juillet-août 1945.

Dès la fin des hostilités, de nombreux pays portèrent un intérêt aux utilisations pacifiques de l'énergie nucléaire. En France, notamment, le général de Gaulle, alors au pouvoir, créa le Commissariat à l'énergie atomique (CEA) par une ordonnance du 18 octobre 1945.

Les années qui suivirent ont vu fleurir de nombreux concepts plus ou moins réalistes... Une solide industrie nucléaire s'est bâtie dans de nombreux pays ; les domaines d'application de l'énergie de fission sont resté, en gros, ceux qui avaient été imaginés dès l'origine :

– les armes, soit dispersant directement l'énergie de la fission, soit utilisant une « allumette » à fission pour déclencher une explosion thermonucléaire (fusion) ;

– les réacteurs, dont la finalité est le plus souvent énergétique : production d'électricité ou propulsion navale.

26.4. Produits et sous-produits de la fission

Environ 200 MeV sont obtenus à chaque fission. La plus grosse partie de cette énergie (82 %) est l'énergie cinétique des deux fragments de la fission. Le reste est émis sous forme de rayonnements (bêta, gamma et neutrons) émis instantanément au moment de la fission (11 %) ou plus tard lors de décroissances radioactives (7 %). L'énergie de tous ces noyaux et particules est rapidement dispersée dans la matière et apparaîtra concrètement sous forme de chaleur dégagée dans le cœur du réacteur (nous ne comptabilisons pas l'énergie des antineutrinos qui n'est pas récupérée). Ordre de grandeur pratique : il faut réaliser $3{,}1.10^{10}$ fissions pour produire un joule de chaleur.

Quelques neutrons sont émis lors d'une fission : leur nombre exact et leur énergie sont variables. En ce qui concerne l'énergie, celle-ci est répartie entre 0 et 10 MeV ; en moyenne elle est de l'ordre de 2 MeV, ce qui correspond à une vitesse d'environ 20 000 km/s, d'où l'appellation de « neutrons rapides ».

La grosse majorité de ces neutrons (plus de 99 %) est émise quasiment instantanément lors de la fission : ce sont les **neutrons prompts**. Quelques neutrons, dits **neutrons retardés** sont émis à l'issue de décroissances radioactives bêta : si l'émission du neutron suivant le bêta est pratiquement instantanée, la durée de la décroissance bêta préalable peut être, elle, relativement longue (périodes comprises entre 0,2 s et 1 min environ) et l'émission du neutron est donc différée par rapport à la fission du délai correspondant. Ces neutrons retardés, bien que peu nombreux (0,7 % environ pour l'uranium 235), jouent un rôle crucial dans la cinétique des réacteurs nucléaires (voir le chapitre suivant).

Outre la production d'énergie qui est l'objectif recherché et les neutrons permettant d'entretenir la réaction en chaîne, les fissions conduisent à des « cendres » des réactions nucléaires : ce sont d'une part les produits de fission, d'autre part les noyaux lourds (actinides).

La figure 26.2 montre dans un diagramme $N - Z$ l'extrême diversité des fragments de la fission : plusieurs centaines de nucléides appartenant à plus d'une trentaine d'éléments. L'examen des ordres de grandeur des rendements y (probabilité d'obtenir le nucléide considéré lors d'une fission) montre que la fission est le plus souvent dissymétrique avec un fragment dans la « tache » supérieure et l'autre dans la « tache » inférieure.

Ce caractère dissymétrique est encore plus visible si l'on porte en fonction du nombre de masse A les rendements cumulés Y pour chaque masse : l'allure en « dos de chameau » des courbes le traduit bien (figure 26.3). On pourra aussi observer le décalage des courbes de rendements cumulés quand on passe de l'exemple de l'uranium 235 à celui du plutonium 239 : ce décalage provient du fait que dans le deuxième cas quatre nucléons de plus sont à répartir entre les produits de la fission.

Les fragments de fission et les produits qui peuvent en dériver par décroissances radioactives et/ou par captures neutroniques (l'ensemble est qualifié de « produits de fission ») sont

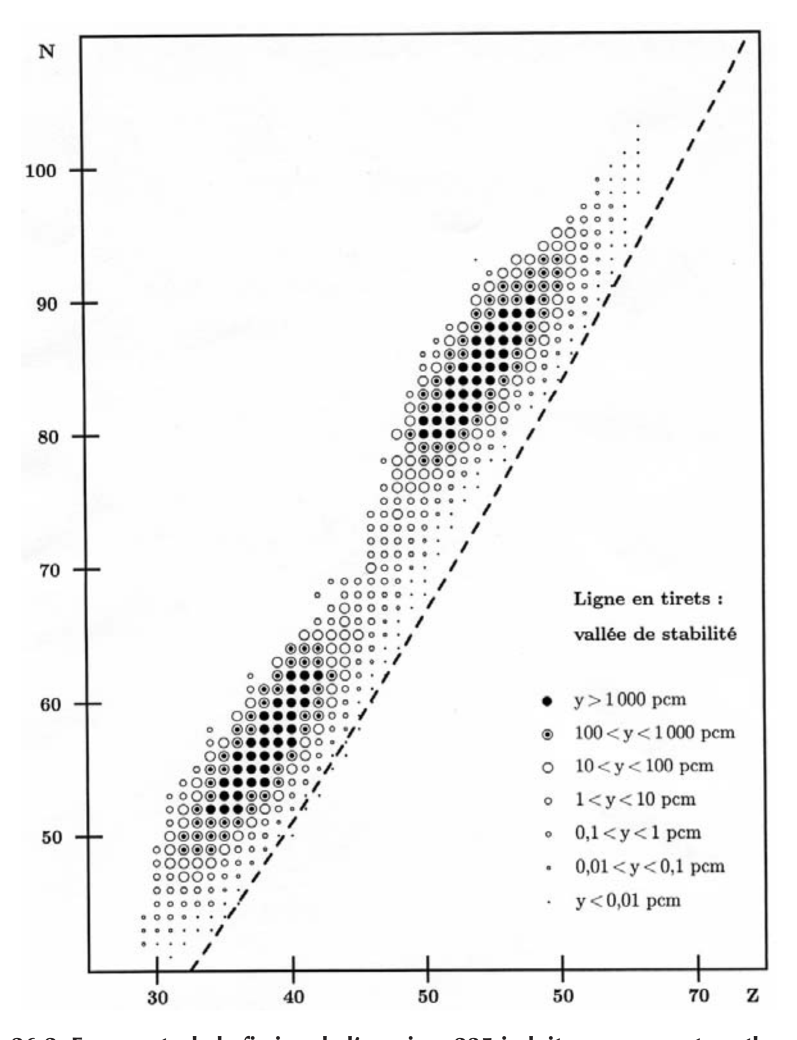


Figure 26.2. Fragments de la fission de l'uranium 235 induite par un neutron thermique.

presque tous radioactifs bêta-moins et gamma. Cela résulte de la forme générale de la « vallée de stabilité » des noyaux : la proportion des neutrons dans les noyaux fissionnés est plus grande que dans les noyaux stables intermédiaires ; malgré l'émission des quelques neutrons lors de la fission, les fragments de fission sont, en règle générale, trop chargés en neutrons.

Parmi les autres « cendres » de la réaction nucléaire se trouvent aussi les noyaux lourds qui n'ont pas subi la fission : ceux qui constituaient le combustible initial et qui ne sont jamais complètement consommés, et ceux qui résultent de captures neutroniques sans fission, essentiellement d'autres isotopes de l'uranium, ainsi que du neptunium, du plutonium, de l'américium et du curium (éléments 93 à 96). Le plutonium, qui a une grande valeur énergétique, puisqu'il peut subir la fission, est partiellement consommé *in situ* ; ce qui reste dans le combustible irradié (ainsi que l'uranium résiduel) peut être récupéré par retraitement et recyclé. Les autres transuraniens sont considérés comme des déchets.

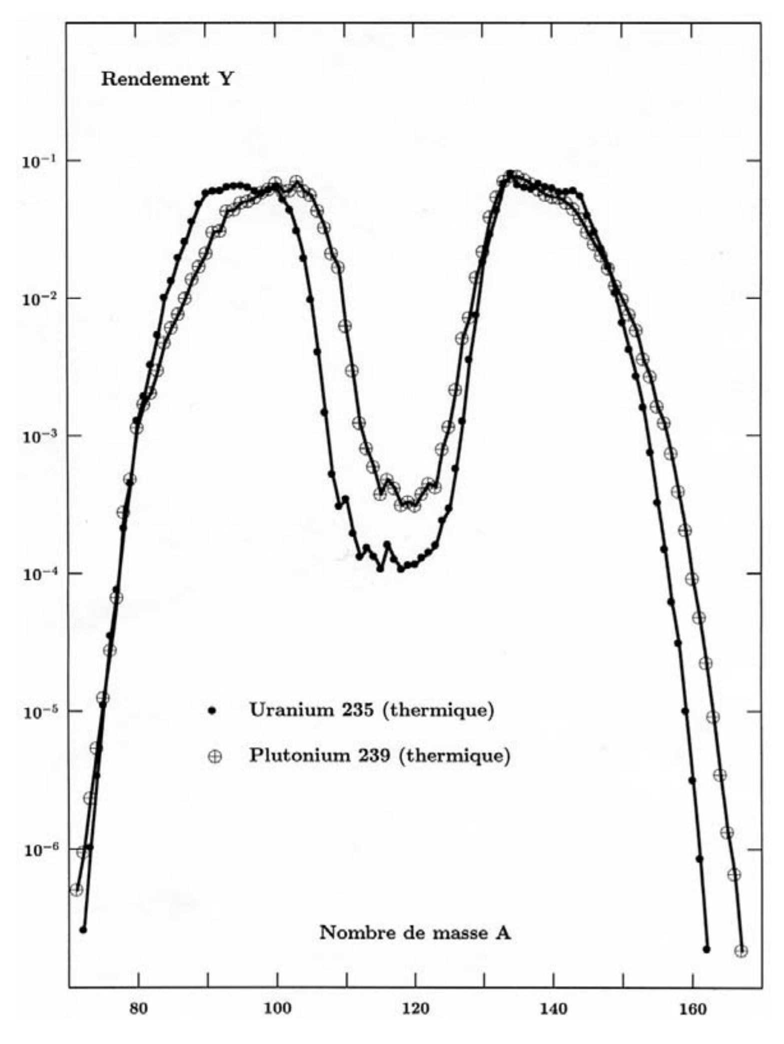


Figure 26.3. Comparaison des rendements de fission cumulés par masses pour l'uranium 235 et le plutonium 239 (fission induite par neutron thermique).

Au niveau des sous-produits de la fission, évoquons enfin la pollution thermique : dans une centrale à eau sous pression, par exemple, seul un tiers de l'énergie libérée par les fissions peut être converti en électricité ; le reste est dispersé dans l'environnement. Remarquons que cela est vrai de toute centrale thermique, qu'elle soit classique ou nucléaire, à cause de la loi de Carnot ; mais, actuellement, le rendement des centrales classiques, environ 45 %, dépasse celui des centrales nucléaires.

26.5. Principe de l'énergie de fusion

Grâce à la réaction en chaîne de fissions induites par les neutrons – eux-mêmes émis par les fissions – cette forme d'énergie nucléaire est relativement facile à mettre en œuvre car les neutrons peuvent facilement s'approcher des noyaux atomiques et être absorbés. L'usage pacifique de cette source d'énergie a largement atteint la maturité technique : cette source apporte aujourd'hui une contribution essentielle pour la production d'électricité dans un certain nombre de pays industrialisés, notamment la France.

Libérer de façon contrôlée l'énergie de fusion est, en revanche, un challenge beaucoup plus difficile à relever. Cette énergie est libérée lorsque deux petits noyaux atomiques sont réunis pour en former un nouveau un peu plus gros. Certes, cela produit une grande quantité d'énergie grâce aux liaisons nucléaires ainsi établies, mais l'opération suppose que les noyaux soient suffisamment rapprochés l'un de l'autre pour que cette « colle » les assemble, et cela pose difficulté car ces noyaux ont tendance à se repousser mutuellement à cause de leurs charges électriques de même signe (charges positives portées par les protons).

La seule façon concrète de vaincre cette « barrière de répulsion coulombienne » consiste à porter les réactifs à une très haute température : la matière est alors à l'état de plasma (mélange de noyaux « épluchés » de leurs électrons et d'électrons isolés) et les différentes particules, animées de grandes vitesses, s'entrechoquent très violemment ; c'est le cas, en particulier, des noyaux qui peuvent alors parfois fusionner.

Les étoiles, tel le Soleil, produisent leur énergie grâce à la fusion : la principale voie des réactions est la fusion, en plusieurs étapes successives, de quatre noyaux d'hydrogène (protons) en un noyau d'hélium (deux protons et deux neutrons) : ce dernier étant extrêmement lié, ces réactions sont extrêmement énergétiques. Mais les conditions permettant ces réactions ne sont guère faciles à recréer sur Terre : environ 20 millions de degrés, une densité de l'ordre de 100 g/cm^3 et une pression de l'ordre de 10^{11} fois la pression atmosphérique usuelle sur Terre ! (Sur le Soleil ces conditions sont possibles grâce à la grande masse de cet astre et aux énormes forces de gravitation qui en résultent.) Néanmoins, les physiciens ne désespèrent pas de maîtriser cette énergie ; il faut dire que l'enjeu est fabuleux, comme nous allons le voir.

26.6. Quelques réactions de fusion envisageables

En effet, plusieurs réactions peuvent être envisagées, et dans certains cas l'abondance des réactifs est telle que cela représente une source d'énergie quasiment inépuisable à

l'échelle de temps des civilisations humaines. (Le lecteur sait que ce n'est pas le cas des principales sources d'énergie « fossile ».) Si la voie des étoiles n'est pas exclue *a priori*, elle ne semble pas, et de loin, la plus facile à mettre en œuvre. D'autres réactions de fusion utilisant des matériaux moins courants que l'hydrogène sont plus prometteuses. Voici quelques-unes de ces réactions ; remarquer que le schéma deux petits noyaux donnent un noyau plus gros est en général trop simpliste car le plus souvent une ou deux autres particules sont aussi éjectées par la réaction (tableau 26.1) :

Tableau 26.1. Principales réactions de fusion nucléaire.

${}^{2}_{1}\mathbf{D} + {}^{2}_{1}\mathbf{D} \Rightarrow {}^{3}_{2}\mathbf{He} + {}^{1}_{0}\mathbf{n}$ + 3,3 MeV
${}^{2}_{1}\mathbf{D} + {}^{2}_{1}\mathbf{D} \Rightarrow {}^{3}_{1}\mathbf{T} + {}^{1}_{1}\mathbf{p}$ + 4,0 MeV
${}^{2}_{1}\mathbf{D} + {}^{3}_{1}\mathbf{T} \Rightarrow {}^{4}_{2}\mathbf{He} + {}^{1}_{0}\mathbf{n}$ + 17,6 MeV
${}^{3}_{1}\mathbf{T} + {}^{3}_{1}\mathbf{T} \Rightarrow {}^{4}_{2}\mathbf{He} + 2{}^{1}_{0}\mathbf{n}$ + 11,3 MeV
${}^{2}_{1}\mathbf{D} + {}^{3}_{2}\mathbf{He} \Rightarrow {}^{4}_{2}\mathbf{He} + {}^{1}_{1}\mathbf{p}$ + 18,3 MeV
${}^{3}_{1}\mathbf{T} + {}^{3}_{2}\mathbf{He} \Rightarrow {}^{4}_{2}\mathbf{He} + {}^{1}_{1}\mathbf{p} + {}^{1}_{0}\mathbf{n}$ + 12,1 MeV
${}^{3}_{1}\mathbf{T} + {}^{3}_{2}\mathbf{He} \Rightarrow {}^{4}_{2}\mathbf{He} + {}^{2}_{1}\mathbf{D}$ + 14,3 MeV
${}^{6}_{3}\mathbf{Li} + {}^{1}_{0}\mathbf{n} \Rightarrow {}^{4}_{2}\mathbf{He} + {}^{3}_{1}\mathbf{T}$ + 4,7 MeV
${}^{6}_{3}\mathbf{Li} + {}^{2}_{1}\mathbf{D} \Rightarrow 2{}^{4}_{2}\mathbf{He}$ + 22,2 MeV

Toutes les réactions qui viennent d'être présentées sont exo-énergétiques : cela signifie qu'elles libèrent de l'énergie. Cette énergie libérée apparaît, en pratique, sous forme d'énergie cinétique des noyaux ou particules produits par la réaction. Elle est prélevée sur la masse des réactifs : au facteur c^2 près (carré de la vitesse de la lumière), elle se manifeste par un défaut de masse, c'est-à-dire une masse moindre pour les produits formés que pour ceux entrant en réaction.

Pour illustrer cela sur un exemple, considérons la réaction deutérium + tritium ; cette réaction, la seule envisagée actuellement pour les futurs réacteurs thermonucléaires, est aussi utilisée dans certaines sources neutroniques où l'on bombarde une cible tritiée par des deutons accélérés ; nous allons voir qu'elle fournit des neutrons de 14 MeV environ :

$$ {}^{2}_{1}\mathbf{D} + {}^{3}_{1}\mathbf{T} \Rightarrow {}^{4}_{2}\mathbf{He} + {}^{1}_{0}\mathbf{n} $$

En recherchant les masses dans une table nucléaire, nous pouvons établir le bilan pour une réaction élémentaire (tableau 26.2).

Il est utile de savoir, en outre, comment se répartit cette énergie entre les deux produits de la réaction. Si l'on néglige l'énergie cinétique des produits entrant en réaction (elle ne dépasse pas, en pratique, quelques dizaines de keV), l'**impulsion** (somme des produits des masses par les vitesses prises vectoriellement) est nulle avant la réaction ; elle reste nulle après. Cela montre que l'énergie de la réaction se répartit entre les deux noyaux ou particules formés de façon inversement proportionnelle à leur masse, soit, sur l'exemple considéré :

– énergie emportée par la particule α (hélium) : 3,5 MeV ;

– énergie emportée par le neutron : 14,1 MeV.

Tableau 26.2. Calcul de l'énergie libérée par la principale réaction de fusion nucléaire.

Masse des produits entrant en réaction (en unités de masse atomique *u*)	
Deutérium	2,014102
Tritium	3,016049
Total	5,030151
Masse des produits obtenus par la réaction (en unités de masse atomique *u*)	
Hélium	4,002603
Neutron	1,008665
Total	5,011268
Défaut de masse (en unités de masse atomique *u*)	
Masse avant	5,030151
Masse après	5,011268
Écart	0,018883
Énergie libérée par la réaction (une unité de masse atomique *u* équivaut à 931,5 MeV)	
17,6 MeV	

L'énergie de 17,6 MeV de cette réaction est considérable : ramenée à notre échelle, elle représente 96 millions de kWh par kg de réactifs mis en œuvre ! À titre de comparaison : la fission d'un kg d'uranium 235 (200 MeV par fission) donne environ 23 millions de kWh ; la combustion d'un kg de charbon (4 eV par molécule de CO_2 formée) fournit 9 kWh. Ces chiffres montrent un facteur au moins de l'ordre du million entre l'énergie nucléaire et l'énergie chimique. Cet évidemment un atout considérable en faveur de la première.

Remarquons qu'en chimie nucléaire, comme en chimie classique, des réactions peuvent aussi être endo-énergétiques. Cela signifie qu'elles absorbent de l'énergie au lieu d'en fournir. Il faut, pour qu'une telle réaction se produise, que les réactifs apportent, sous forme d'énergie cinétique, au moins la quantité qui sera absorbée par la réaction, le reste se retrouvant sous forme d'énergie cinétique des produits obtenus. Pour une réaction endo-énergétique, le bilan énergétique est conventionnellement explicité sous forme négative ; ce bilan se calcule évidemment de la même façon, au signe près, que pour une réaction exo-énergétique. Exemple :

$$^{7}_{3}\mathbf{Li} + ^{1}_{0}\mathbf{n} \Rightarrow ^{4}_{2}\mathbf{He} + ^{3}_{1}\mathbf{T} + ^{1}_{0}\mathbf{n} - 2{,}44 \text{ MeV}$$

Le lithium naturel contient deux isotopes, le lithium 6 (environ 7,5 %) et le lithium 7 (environ 92,5 %). C'est essentiellement le premier qui est utilisé pour fabriquer le tritium par la réaction exo-énergétique :

$$^{6}_{3}\mathbf{Li} + ^{1}_{0}\mathbf{n} \Rightarrow ^{4}_{2}\mathbf{He} + ^{3}_{1}\mathbf{T} + 4{,}7 \text{ MeV}$$

Pour l'isotope 7 du lithium, des neutrons d'énergie cinétique au moins égale à 2,5 MeV environ sont nécessaires (les neutrons issus d'une réaction deutérium + tritium, notamment, peuvent provoquer cette réaction) ; noter qu'elle redonne un neutron qui pourra être ensuite absorbé par l'autre isotope, fournissant ainsi un deuxième atome de tritium.

Actuellement, le tritium est obtenu soit en traitant l'eau lourde des réacteurs du type CANDU, soit en irradiant du lithium dans des réacteurs dédiés à cette production, tels les réacteurs *Célestin* de Marcoule.

26.7. Principe de l'énergie thermonucléaire

Bien que presque toutes les réactions, tant chimiques que nucléaires, utilisées industriellement pour la fourniture d'énergie, par exemple électrique, produisent, au départ, de la chaleur, le terme de « thermonucléaire » est généralement utilisé en référence à la fusion seulement.

Parmi les différentes réactions que nous avons énumérées, seule la réaction deutérium + tritium semble avoir un intérêt à court ou moyen terme pour une production pacifique d'énergie thermonucléaire (c'est aussi la principale des réactions mises en œuvre dans les armes « H »).

Le deutérium est un isotope naturel et stable de l'hydrogène : en dépit de sa faible abondance (0,015 %), les masses disponibles sur Terre et, surtout, dans les océans sont considérables.

Le tritium, en revanche, doit être fabriqué au fur et à mesure des besoins, puisque sa décroissance radioactive est assez rapide (période : 12,3 ans). Les réactions utilisées pour cela sont les absorptions neutroniques par le lithium. Cet élément, bien que plus rare que le deutérium, est suffisamment abondant dans la croûte terrestre (0,004 %) pour que la réserve énergétique assurée par la réaction deutérium + tritium soit considérée comme pratiquement inépuisable (il y a aussi du lithium dans l'eau de mer).

La production de tritium par une machine à fusion devrait, théoriquement, être suffisante pour compenser la consommation dans la réaction thermonucléaire. En effet, chaque réaction de fusion donne un neutron. Si l'on place autour de la machine une couverture (bouclier) en lithium, on peut récupérer le neutron qui s'échappe et refaire ainsi du tritium. L'éventualité d'obtenir deux atomes de tritium avec un neutron permet d'espérer un taux de régénération du tritium au moins égal à 1 en dépit des inévitables pertes de neutrons. En outre, ce taux pourrait être encore amélioré en plaçant aussi en couverture un matériau multiplicateur de neutrons par réactions *(n, 2n)*, tels le béryllium ou le plomb. Noter aussi que la couverture permet de récupérer l'énergie emportée par le neutron et celle rayonnée par le plasma.

26.8. Deux voies pour une production d'énergie thermonucléaire

Si la production de tritium ne présente pas d'énormes difficultés de principe (il ne faut cependant pas minimiser les nombreux développements technologiques que nécessiteront les couvertures), la réaction de fusion elle-même pose, en revanche, de redoutables défis :

il faut, en effet, porter à l'énorme température requise une masse suffisante de réactifs pendant un temps suffisant.

Le démarrage de la réaction de fusion suppose en effet que soit atteint le **critère de Lawson**, du nom du physicien qui a fait le premier cette évaluation :

$$n\tau T \geq 10^{21}\ keV.\text{m}^{-3}.\text{s}$$

Dans cette formule :

– T est la température ; celle-ci peut s'exprimer en degrés Celsius ou Kelvin, mais les physiciens préfèrent utiliser l'électronvolt ou son multiple le kiloélectronvolt (keV), puisque la température n'est autre qu'une énergie d'agitation thermique ; la constante de Boltzmann permet de faire la conversion : 1 eV équivaut à 11 604 K.

– τ est la durée (exprimée en secondes) pendant laquelle est maintenu le plasma à cette température.

– n est la concentration de ce plasma exprimé en nombre de noyaux d'atomes (ou, ce qui revient au même ici, en nombre d'électrons) par mètre cube.

En pratique, il faut viser une température de 10 à 20 keV (soit 100 à 200 millions de degrés) pour que la « section efficace » (probabilité de réaction) soit maximale. Le critère de Lawson donne dans ces conditions :

$$n\tau \text{ de l'ordre de } 0{,}5.10^{20} \text{ à m}^{-3}.\text{s}$$

Deux voies permettent d'atteindre cet ordre de grandeur de $n\tau$:

– La voie de la **fusion magnétique** dans laquelle on vise une longue durée, de l'ordre de la seconde, avec un plasma de faible densité, de l'ordre de 10^{20} par m^3 (environ un millionième de la densité d'un gaz usuel).

– La voie de la **fusion inertielle** dans laquelle on vise d'atteindre une très forte densité, de l'ordre de 10^{31} par m^3 (environ mille fois la densité de la matière solide usuelle), mais pendant un laps de temps très court, typiquement une dizaine de picosecondes (soit 10^{-11} s).

26.9. La voie de la fusion magnétique

Le plasma à une température de quelque cent millions de degrés ne peut évidemment pas être enfermé dans une « bouteille » matérielle, puisque les parois en seraient instantanément volatilisées. Pour confiner le plasma, on cherche, dans cette voie, à réaliser une « bouteille magnétique » : la disposition des forts champs magnétiques (3 à 8 teslas) doit permettre aux particules chargées de rester dans la domaine de l'espace qui leur assigné. (Bien évidemment, les neutrons qui n'ont pas de charge électrique ne peuvent que s'échapper : nous avons vu qu'on peut essayer de les absorber dans une couverture tritigène placée autour de la « bouteille ».)

Quelle forme donner à la configuration magnétique ? Plusieurs réponses sont possibles : par exemple, en faisant croître le champ magnétique vers les extrémités, on réalise des « miroirs » magnétiques renvoyant les particules vers l'intérieur. Mais le meilleur choix semble être celui qui a été proposé dès 1969 par le physicien L. Artsimovitch et

ses collaborateurs de l'Institut Kurchatov de Moscou : le **tokamak** (acronyme russe formé avec *tok* (courant), *kamera* (chambre) et *mak* (magnétique)). L'idée est de supprimer les extrémités de la « bouteille » en la repliant sur elle-même de façon à former un tore (forme d'un pain en couronne).

Bien entendu, les parois latérales du tore doivent rester étanches au plasma : cela est obtenu en créant un champ magnétique donnant aux particules des trajectoires en hélices s'enroulant sur l'axe du tore. Un tel champ ne peut être construit qu'en additionnant deux champs aux lignes mutuellement perpendiculaires :

– un **champ toroïdal** dont les lignes sont de grands cercles suivant l'axe du tore : ce champ est obtenu grâce à des bobines dont les spires entourent le tore ;

– un **champ poloïdal** dont les lignes sont des petits cercles entourant le tore : ce champ est obtenu par des bobines dont les spires suivent l'axe du tore.

Ce deuxième champ est aussi dû en partie au courant électrique passant dans le plasma selon l'axe du tore. Ce courant est créé pour chauffer le plasma par effet Joule. Un tel courant résulte d'un troisième dispositif magnétique, en l'occurrence un transformateur de principe analogue à ceux qu'on utilise pour changer la tension du courant alternatif. Le tore constitue le circuit secondaire de ce transformateur, le circuit primaire étant des bobinages entourant les armatures externes : une impulsion dans ces circuits externes (obtenue à partir d'énergie prélevée sur le réseau général de distribution d'électricité) génère le courant dans l'unique spire du circuit secondaire qu'est le plasma torique.

Ce chauffage par effet Joule ne suffit pas, en pratique, pour atteindre la température recherchée. (Ce chauffage suppose, en outre, un fonctionnement pulsé, par nature discontinu, alors que c'est un fonctionnement permanent que l'on souhaiterait obtenir.) Deux autres méthodes sont utilisées pour le complément de chauffage : l'**injection de neutres** et le **chauffage radiofréquence**.

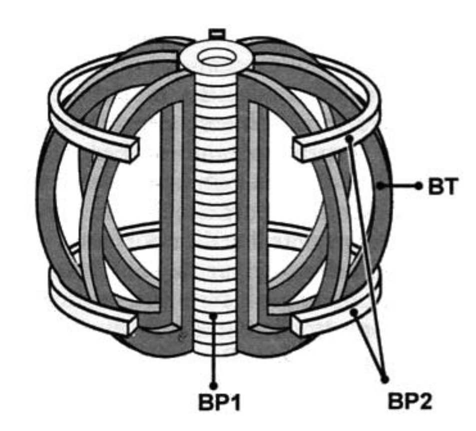


Figure 26.4. Configuration magnétique d'un tokamak :
BT : bobinages toroïdaux ;
BP : bobinages poloïdaux ;
BP1 : bobinage central produisant le courant qui circule dans le plasma ;
BP2 : bobinages contrôlant la position du courant ;
(source : J. Weisse, *La fusion nucléaire*, PUF, Que sais-je ?, 3659).

L'injection de neutres consiste à envoyer à très grande vitesse des atomes neutres (obtenus en accélérant des ions récupérant ensuite leurs électrons en traversant une cible ; il faut envoyer des particules neutres, puisque des particules chargées ne pourraient pas traverser les barrières magnétiques) : ces atomes, de même nature que ceux déjà dans le plasma, vont lui céder leur énergie cinétique et, en s'ionisant, s'intégrer au reste du plasma.

Le chauffage radiofréquence consiste à envoyer dans le plasma, tangentiellement, des ondes électromagnétiques de haute fréquence et de grande énergie qui seront absorbées par le plasma en lui cédant, là aussi, de l'énergie ; selon le choix de la fréquence, on peut privilégier une absorption par les ions ou par les électrons du plasma.

On conçoit que tous ces dispositifs sont d'une très grande complexité : c'est dire que les seules machines existant aujourd'hui sont celles qu'ont construites les physiciens pour étudier le comportement du plasma (on y observe différents modes d'instabilité), ces dispositifs de chauffage et les différents problèmes connexes : usure de la paroi torique, purification du plasma, conception de la couverture, etc.

Les principales machines actuelles sont TFTR (*Tokamak Fusion Test Reactor*) à Princeton (États-Unis), JET (*Joint European Torus*) à Culham (Grande-Bretagne), JT-60 (*Jaeri Tokamak*) à Naka (Japon) et Tore-Supra à Cadarache (en France, dans les Bouches-du-Rhône). Cette dernière utilise des bobines classiques en cuivre pour créer le champ toroïdal et des bobines supraconductrices pour le champ poloïdal ; sa spécificité est l'obtention de longues durées de vie du plasma, allant jusqu'à 1 000 s.

La prochaine étape sera ITER, à Cadarache, projet international de démonstration de la faisabilité de la fusion thermonucléaire. On ne cherchera pas, à ce stade, à produire de l'électricité, ni à régénérer du tritium.

La machine de démonstration est imaginée par ses promoteurs à l'horizon 2040-2050 : ce serait la première à produire de l'électricité d'origine thermonucléaire avant un développement proprement industriel que personne n'imagine plus, aujourd'hui, s'il se réalise, avant la fin du XXIe siècle.

Outre les considérables problèmes scientifiques et technologiques que pose la fusion magnétique, de telles machines sont handicapées par un inévitable gigantisme : contrairement aux machines à fission qu'on peut étudier sur des expériences de quelques watts, puis développer sur une échelle de puissances progressivement croissantes, la production d'électricité à partir de la fusion ne peut pas se réaliser sur de petits prototypes. Il faut d'emblée viser un ordre de grandeur de 3 000 MW thermiques, soit 1 000 MW électriques.

La raison de cela est liée à la physique et résumée par le critère de Lawson. Notons que ce critère concerne le « break-even », c'est-à-dire la configuration minimale pour avoir une énergie produite par les réactions de fusion égale à l'énergie consommée pour chauffer le milieu. Le critère est encore plus sévère si l'on recherche une rentabilité pratique compte tenu des rendements médiocres des conversions d'énergie, disons un facteur 10 entre l'énergie produite par la fusion et celle qui est consommée en chauffage. À la limite, on atteindrait l'« ignition », c'est-à-dire la configuration où l'énergie des particules α produites par les réactions de fusion suffirait, à elle seule pour maintenir la température de fonctionnement.

Nous voyons que si la fusion n'est pas un rêve, c'est en tout cas une perspective à long terme. Si on l'étudie et si de nombreux pays, notamment la France, y consacre des budgets

conséquents, c'est que les perspectives qu'elle ouvre sont séduisantes. Outre l'abondance des matières premières naturelles, la fusion offre l'intérêt de produire de l'énergie nucléaire sans effet de serre ni « cendres » radioactives. Notons cependant que les neutrons risquent d'activer les matériaux et de conduire à des problèmes de radioprotection et de gestion des déchets peut-être pas très différents de ceux que posent les réacteurs à fission. L'une des matières combustibles utilisées, le tritium, est certes radioactive, mais potentiellement moins dangereuse que celles des réacteurs à fission, tel le plutonium ; de plus, les masses restent faibles : une machine de 1 000 MWe consommerait et régénérerait environ 400 grammes de tritium par jour. (En outre, bien que cela soit plus difficile à cause d'un critère de Lawson environ 50 fois plus haut, on pourrait imaginer, à plus long terme, de se passer du tritium en utilisant la réaction deutérium+deutérium.) Remarquons, enfin, que la notion de criticité – et donc de divergence intempestive – n'existe pas dans un réacteur à fusion.

26.10. La voie de la fusion inertielle

L'autre voie envisageable, celle de la fusion inertielle, changera-t-elle ces conclusions ? Si l'on en croit les ordres de grandeur des crédits de recherche que les grands pays industriels y consacrent (crédits en grande partie d'origine militaire), en comparaison de ceux qu'ils dépensent pour la fusion magnétique, on pourrait conclure que cette voie a peu de perspectives pour des applications pacifiques... Mais chacun sait qu'il est facile de se tromper en matière de prévision à long terme !

L'idée de la fusion inertielle est d'atteindre, pendant une durée inévitablement courte, une très forte densité de plasma de façon à satisfaire au critère de Lawson. Cela s'obtient en irradiant une petite « bille » constituée des réactifs avec d'intenses faisceaux lasers ou particulaires.

Par exemple, on a étudié l'irradiation par lasers d'une sphère contenant environ 1 milligramme d'un mélange équimolaire de deutérium et de tritium à l'état solide (à très basse température). Cette sphère, d'une densité de l'ordre de 0,2 g/cm^3, a un rayon d'environ 1 millimètre.

L'irradiation par les lasers provoque l'ablation d'une couche de plasma. Ce plasma absorbe le rayonnement et s'échauffe. Cela l'expulse et, par réaction, provoque une forte poussée centripète sur le reste de la sphère. Cette partie centrale est ainsi fortement comprimée : sa densité peut s'accroître d'un facteur 1 000 et sa température monter à plus de 10 keV. Les réactions de fusion s'enclenchent alors : tant que l'inertie joue, c'est-à-dire que la matière reste en place, pendant 10 à 100 picosecondes, les réactions se poursuivent (de cette remarque vient le terme de fusion « inertielle ») ; ensuite la matière se disperse à cause du dégagement d'énergie. Cette implosion suivie d'une explosion peut fournir environ 100 mégajoules (l'équivalent de 24 kg d'explosif classique). Pour une machine industrielle, il faudrait donc réaliser au moins une dizaine d'explosions par seconde !

Comme celle de la fusion magnétique, la complexité technologique de la fusion inertielle est grande : faisceaux lasers intenses, production discontinue d'énergie... Les perspectives d'applications, si elles se concrétisent, sont, là aussi, certainement lointaines.

26.11. Les réactions de spallation

Si aujourd'hui les physiciens de l'énergie nucléaire s'intéressent aux réactions de spallation, ce ne sont pas eux qui les ont découvertes et d'abord étudiées, mais les astrophysiciens. Ces réactions, en effet, peuvent se produire à la surface des étoiles lors des éruptions stellaires et, surtout, entre le rayonnement cosmique galactique et les noyaux des (rares) atomes interstellaires : cette interaction modifie la composition de ce rayonnement cosmique et, par là, apporte des informations sur l'origine de ce rayonnement ; la rayonnement cosmique provoque aussi des réactions de spallation dans la matière des météorites : l'observation des produits de ces réactions donne une indication sur le temps de séjour de ces météorites dans l'espace.

Les réactions de spallation sont induites par des nucléons ou des petits noyaux (par exemple, des particules alpha) s'ils sont animés d'un grande vitesse, disons si leur énergie cinétique dépasse 10 MeV et, de préférence, si elle est de l'ordre du GeV. (Les protons du rayonnement cosmique galactique ont une énergie moyenne de 4 GeV.)

Les réactions de spallation ont lieu sur les noyaux intermédiaires ou lourds : en leur arrachant des fragments, ces réactions éjectent des nucléons ou des noyaux légers : isotopes de l'hydrogène, de l'hélium, du lithium, voire du béryllium et du bore ; parfois la fission du noyau percuté est observée.

Ces réactions de spallation se font en deux étapes :

– La première étape ne dure que le temps de transit de la particule incidente dans le noyau rencontré, soit 10^{-22} à 10^{-21} seconde ; par collisions successives du type « boule de billard » ; quelques nucléons sont éjectés : c'est la **cascade intranucléaire**.

– La seconde étape est plus longue de l'ordre de 10^{-16} seconde : le noyau résiduel, très énergétique car il a conservé une partie de l'énergie de la particule incidente, se libère de cet excès d'énergie en émettant encore quelques nucléons : c'est l'**évaporation**.

Dans la matière dense, les nucléons ou petits noyaux ainsi émis ont une certaine probabilité de percuter d'autres noyaux et, si leur énergie est encore suffisante, d'y répéter ces deux phases : c'est la **cascade extranucléaire**.

Ces réactions ont intéressé les physiciens des réacteurs lorsqu'ils ont vu qu'en envoyant un proton d'une énergie de l'ordre du GeV dans une cible constituée de noyaux lourds (tungstène, plomb, bismuth, thorium, uranium...) ils pouvaient produire une trentaine de neutrons secondaires. (Dans cette plage, le nombre de neutrons obtenus par spallation est à peu près proportionnel à l'énergie cinétique du proton incident.) En effet, ces neutrons peuvent servir à induire des fissions fournissant de l'énergie ou à transmuter des noyaux : convertir de la matière fertile en matière fissile, détruire des déchets radioactifs, etc.

26.12. Réacteurs hybrides

L'idée de réacteurs hybrides est presque aussi ancienne que l'énergie nucléaire elle-même : pourquoi ne pas tenter de cumuler en un même système les avantages de différents concepts ?

En particulier, la fission souffre d'un handicap : le nombre assez limité des neutrons disponibles pour assurer le fonctionnement de la machine (c'est- à-dire la réaction en chaîne) et, si possible, la pérennité de la matière combustible (c'est-à-dire la conversion de matière fertile en matière fissile pour compenser l'utilisation de cette dernière dans la « combustion » nucléaire).

C'est dire que l'idée de combiner avec le réacteur à fission une machine apportant un surplus de neutrons peut paraître séduisante. Le surplus de neutrons doit être réalisé par des réactions libérant des neutrons : on peut penser, notamment, à celles que nous avons étudiées précédemment, les réactions de fusion, et à celles dont nous venons de parler, les réactions de spallation. Effectivement, de nombreux concepts couplant à un réacteur à fission une machine à fusion ou à spallation peuvent être retrouvés dans l'histoire, foisonnante, de l'ingénierie nucléaire ! Mais, à ce jour, aucun d'eux n'a été réellement concrétisé...

En ce qui concerne la fusion, cela est assez normal, si l'on considère la difficulté de la mise en œuvre des réactions envisageables.

En ce qui concerne la spallation, la difficulté peut paraître moindre. Et si l'idée est ancienne, comme nous l'avons dit, elle a été reprise en 1995, de façon quelque peu médiatique, par l'ancien directeur du CERN et prix Nobel, Carlo Rubbia, sous la dénomination d'« amplificateur d'énergie ».

Un flux de protons accélérés à 1 ou 2 GeV vient frapper une masse de plomb en fusion servant aussi au refroidissement du système. Les neutrons produits par spallation provoquent des fissions dans un cœur sous-critique à spectre rapide entourant la zone cible, ce qui multiplie les neutrons et les fissions. La puissance produite est ainsi supérieure à celle qui a servi à accélérer les protons. Un argument en faveur du concept est la sous-criticité : si le faisceau de protons est interrompu, la machine s'arrête d'elle-même.

Il n'est pas certain que le projet d'« amplificateur d'énergie » tel que l'a imaginé C. Rubbia voie le jour. Pour produire de l'énergie, le concept semble compliqué et donc coûteux, puisqu'il met en œuvre deux machines – un accélérateur de protons et un réacteur à fissions – au lieu d'une dans les centrales classiques ; dans ce contexte, l'argument de la sous-criticité n'apparaît pas vraiment décisif.

En revanche, en tant que machine à produire des neutrons, l'accélérateur de protons et la spallation semblent intéressantes : la transmutation et l'incinération de déchets nucléaires pourraient s'y réaliser mieux que dans les réacteurs usuels, où relativement peu de neutrons sont disponibles pour cela.

27 Éléments de physique des réacteurs à fission

27.1. Facteur de multiplication

La libération d'énergie dans les réacteurs nucléaires à fission est basée sur une réaction en chaîne :

Neutrons → Fissions → *Neutrons* → Fissions → *Neutrons* → etc.

où chaque neutron émis dans le système a une certaine probabilité, disons ω, de provoquer la fission d'un noyau lourd, chaque fission libérant à son tour dans le système un certain nombre de nouveaux neutrons, disons ν en moyenne.

Le produit $k = \omega\nu$ de ces deux facteurs est appelé « facteur de multiplication » : il s'interprète, indifféremment, comme le rapport entre l'effectif d'une génération de neutrons et l'effectif de la génération précédente, ou comme le nombre moyen de fissions induites par les neutrons émis par une fission initiale.

Nous voyons donc qu'à partir d'un certain nombre N de fissions, $k.N$ nouvelles fissions seront obtenues, elles-mêmes générant $k.kN = k^2N$ nouvelles fissions, ces dernières en donnant à leur tour $k.k^2N = k^3N$ fissions, et ainsi de suite.

L'évolution de cette série dépend de la position de k par rapport à l'unité.

– Si k est inférieur à 1, les termes de la série décroissent rapidement ; par exemple, si k vaut 1/2, ces termes valent respectivement : N, $N/2$, $N/4$, $N/8$, etc. Dans cette situation dite **sous-critique**, la réaction en chaîne (en supposant qu'elle ait pu démarrer) s'éteint rapidement. Une configuration sous-critique est, par exemple, réalisée lorsqu'on veut arrêter un réacteur.

– Si k est supérieur à 1, les termes de la série croissent, au contraire, rapidement ; par exemple, si k vaut 2, ces termes valent respectivement : N, $2N$, $4N$, $8N$, etc. Dans cette situation dite **surcritique**, la réaction en chaîne s'amplifie. Cette amplification est très rapide si k est nettement supérieur à 1 : une telle configuration est recherchée lorsqu'on veut faire exploser une arme (après y avoir injecté quelques neutrons à partir d'une source externe pour initialiser la réaction). Pour démarrer un réacteur nucléaire, il faut aussi viser une configuration surcritique : mais on fait en sorte que k ne dépasse que très légèrement l'unité de façon que la « divergence » ne soit pas trop brutale.

– Si k est exactement égal à 1, les termes successifs de la série restent égaux à N : le nombre de fissions reste le même pendant tous les intervalles de temps successifs, donc la

puissance délivrée par le système n'évolue pas : cet **état critique**, conduisant à une **puissance stationnaire**, est celui qui est réalisé dans un réacteur en fonctionnement normal.

27.2. Comment atteindre le facteur de multiplication souhaité ?

Si l'on a choisi la matière fissile du système, par exemple de l'uranium 235, la valeur du facteur v est fixée, puisque c'est une caractéristique nucléaire intrinsèque du noyau fissile. Pour régler la valeur de k, on ne peut donc jouer, dans ces conditions, que sur la probabilité ω qu'un neutron placé dans le système y induise une fission.

Cette probabilité est difficile à évaluer car le cheminement des neutrons dans le système est fort complexe : la **neutronique** est la branche de la physique qui traite ce problème. La neutronique est, en effet, l'étude des phénomènes régissant le cheminement des neutrons, la réaction en chaîne et la génération de puissance par fissions dans un réacteur. Le spécialiste de la neutronique, le **neutronicien**, doit savoir modéliser les phénomènes pour les « mettre en équations », faire appel aux mathématiques et à l'informatique pour programmer et résoudre ces équations, et réaliser de nombreuses mesures pour connaître toutes les caractéristiques nucléaires qui interviennent dans ces équations.

Il est évidemment hors de question d'entrer ici dans tous ces détails ; nous nous limiterons à un aperçu qualitatif des problèmes à résoudre.

La figure 27.1 donne une idée du caractère chaotique du cheminement d'un neutron dans la matière. On en notera quelques aspects et le caractère « probabiliste » de l'ensemble.

– Le cheminement est une alternance de parcours en ligne droite et de collisions. Le neutron placé dans la matière ne « voit » que les noyaux des atomes car les interactions avec les électrons sont négligeables ; comme les noyaux sont très petits dans les atomes, les neutrons voyagent presque dans le vide : un neutron peut faire un parcours de l'ordre du centimètre, c'est-à-dire traverser cent millions d'atomes, sans aucune interaction avec la matière, avant d'entrer en collision avec un noyau se trouvant, par hasard, sur son chemin.

– Une collision avec un noyau n'est souvent pas une « vraie » réaction, mais une simple **diffusion**, semblable à celle d'une boule de billard sur une autre boule : le neutron ne subit alors qu'une simple déviation et poursuit son chemin.

– Si une « vraie » réaction se produit (**absorption**), ce peut n'être qu'une **capture** stérile ; si le noyau-cible s'y prête, ce peut parfois être aussi une **fission**, générant de nouveaux neutrons dont le cheminement sera semblable.

Ce schéma est réducteur : il n'explicite pas, en particulier, l'hétérogénéité usuelle des milieux constituant les réacteurs... compliquant fortement les calculs de neutronique ! Il révèle cependant deux aspects importants concernant la probabilité ω, donc la valeur de k :

– Le premier est la possibilité de réguler ω en jouant sur le rapport fission /absorption grâce au choix de la composition de la matière (l'hétérogénéité intervient aussi) ; par

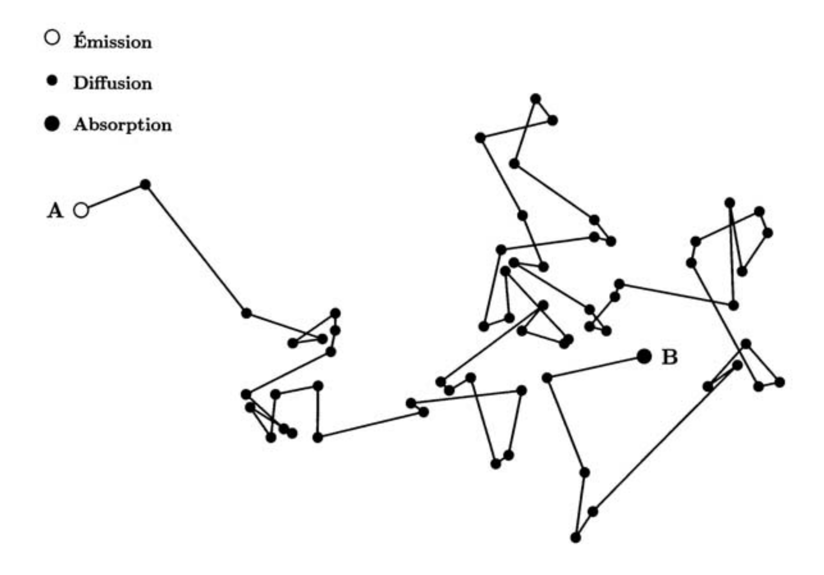


Figure 27.1. Cheminement d'un neutron dans la matière.

exemple, dans la conception des assemblages de combustible pour réacteurs à eau sous pression, on doit définir, entre autre, la teneur en isotope 235 dans l'uranium.

– Le deuxième aspect concerne les **fuites** : au cours de sa pérégrination, un neutron peut franchir la frontière du système et s'échapper ; il est clair qu'alors il ne provoquera pas de fission ! Pour une composition donnée de la matière, le risque de fuite est d'autant moindre que le système est de grande dimension ; en d'autres termes, ω et donc k croissent avec la taille du système. On peut ainsi définir une **taille critique**, par exemple, un rayon critique si le réacteur est supposé sphérique (figure 27.2). Le facteur de multiplication qu'aurait le système s'il était infini (sans fuite) est appelé « facteur de multiplication infini » et noté k_∞ ; par opposition, le véritable facteur de multiplication, avec fuites, est parfois qualifié d'« effectif » et noté k_{eff}.

Un troisième aspect important de la neutronique n'est pas vraiment visible sur le schéma du cheminement : c'est le **ralentissement** des neutrons. En effet, lors d'une diffusion, un neutron percute un noyau initialement pratiquement immobile ; lors de la collision, une partie de l'énergie cinétique du neutron est cédée au noyau percuté, par effet de recul : le neutron est donc ralenti.

Si le nombre de diffusions est suffisant, le neutron peut ainsi passer progressivement de sa grande vitesse initiale, environ 20 000 km/s (correspondant à l'ordre de grandeur de l'énergie des neutrons émis par fission, soit 2 MeV), jusqu'à une vitesse de quelques kilomètres par seconde seulement (énergie cinétique de l'ordre de quelques centièmes d'électronvolt). Le ralentissement n'est jamais total, en effet, car les atomes de la matière sont à une certaine température et soumis donc à une certaine agitation thermique. La mise en équilibre thermique des neutrons avec la matière est appelée **thermalisation** ; les neutrons ayant atteint cet équilibre, ou proches de cet équilibre, sont qualifiés de **neutrons thermiques**.

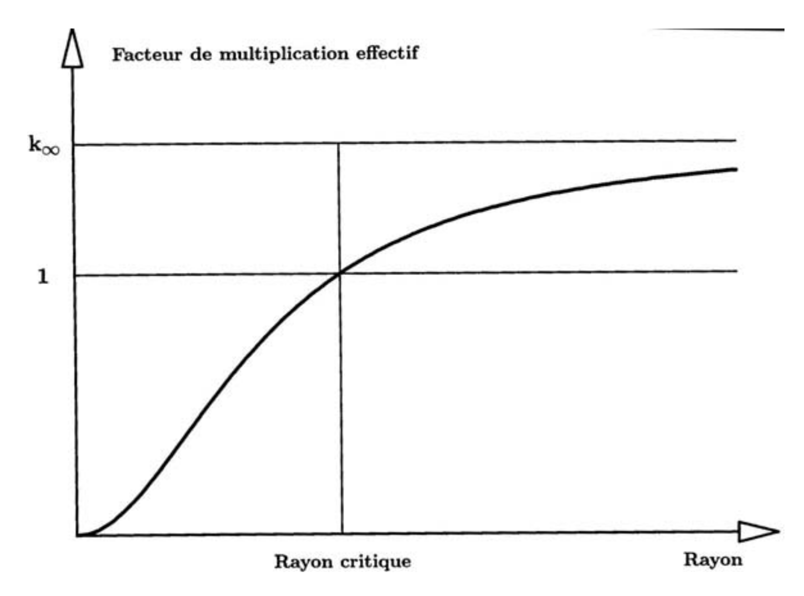


Figure 27.2. Taille critique d'un réacteur homogène (ici sphérique).

27.3. Réacteurs à neutrons rapides et réacteurs à neutrons thermiques

Est-il intéressant de « thermaliser » les neutrons ? L'examen des propriétés nucléaires de l'uranium 235 ou des noyaux semblables (plutonium 239, uranium 233...) conduit à une réponse positive. En effet, ces noyaux se caractérisent par de très grandes « sections efficaces » (probabilités d'interaction) pour les neutrons lents (figure 27.3). Comme ce n'est pas le cas au même degré pour les noyaux seulement capturants, tels l'uranium 238, la fission est souvent observée lors de l'absorption d'un tel neutron par l'uranium même si la teneur

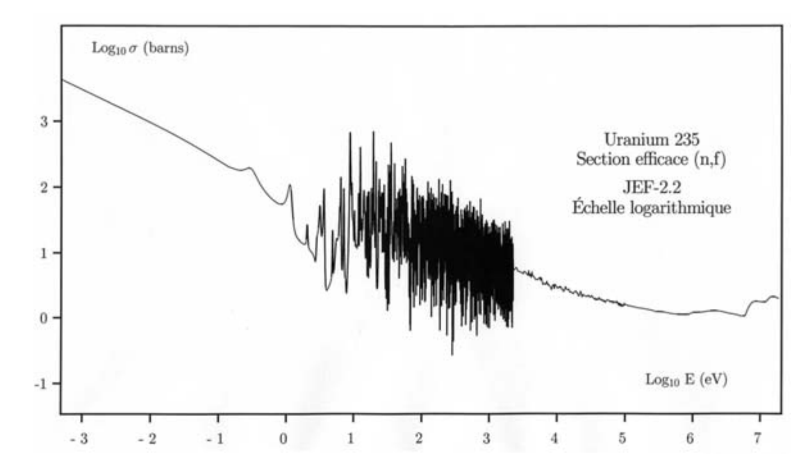


Figure 27.3. Section efficace d'un noyau fissile (ici, uranium 235, réaction de fission) ; noter les valeurs élevées de cette section efficace pour les neutrons lents.

en isotope 235 est faible. Ralentir les neutrons permet ainsi de s'accommoder d'une matière peu enrichie en noyaux fissiles, voire même de l'uranium naturel (0,7 % seulement d'isotope 235). En contrepartie, ce concept oblige à rajouter au système un matériau susceptible de ralentir les neutrons et appelé « **modérateur** » car l'uranium lui-même ne peut pas jouer ce rôle (voir au paragraphe 27.5 la présentation des principaux modérateurs).

Un réacteur à neutrons thermiques est ainsi moins compact qu'un réacteur sans modérateur ; ce n'est pas forcément rédhibitoire pour les applications pacifiques de l'énergie nucléaire mais ce l'est pour une arme (en outre, ralentir les neutrons prend un certain temps et, dans cette hypothèse, l'explosion nucléaire ne serait guère efficace).

Le concept opposé, celui où l'on ne cherche pas à ralentir les neutrons est naturellement appelé « concept à neutrons rapides ». Il présente l'intérêt d'une grande compacité et l'inconvénient d'obliger à utiliser impérativement une matière combustible à forte teneur en noyaux fissiles (uranium 235 ou plutonium 239). Dans une arme atomique il faut viser au moins 90 % ; dans un réacteur, on peut se contenter d'une teneur de 15 à 20 %. Nous verrons que les réacteurs à neutrons rapides à plutonium sont caractérisés par un bilan neutronique tout à fait exceptionnel : cela leur donne des potentialités que n'ont pas les autres réacteurs, notamment en matière de surgénération.

27.4. Le risque d'absorption résonnante des neutrons

Mais revenons aux réacteurs à neutrons thermiques. Chercher à ralentir les neutrons est, certes, souhaitable, comme nous venons de la voir, mais à condition de ne pas les perdre

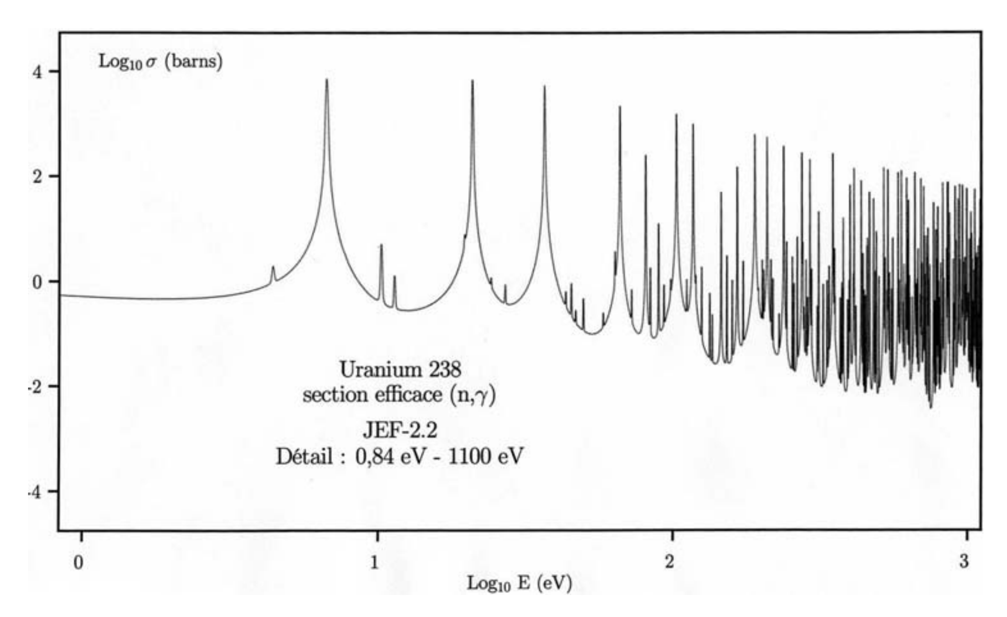


Figure 27.4. Section efficace de capture neutronique de l'uranium 238 dans le domaine d'énergie intermédiaire entre le domaine rapide et le domaine thermique.

dans l'opération ! Or cela n'est pas évident : d'une part, il faut que le modérateur lui-même ne capture pas trop les neutrons (nous y reviendrons), d'autre part il faut éviter que l'isotope non fissile, l'uranium 238, capture les neutrons.

L'uranium 238, en effet, est très « avide » pour les neutrons « épithermiques », ceux qui sont aux énergies intermédiaires entre la fission (domaine du MeV) et le domaine thermique (en dessous de l'électronvolt). Sa section efficace présente une structure complexe (voir la figure 27.4 concernant seulement ce domaine intermédiaire d'énergies), caractérisée par de très nombreux pics où elle prend des valeurs tout à fait gigantesques, les **résonances**. Si un neutron a le malheur de « se promener » dans l'uranium à une énergie correspondant à l'un de ces pics, il est sûr d'y disparaître... sans provoquer de fission. Pour conserver une valeur raisonnable à la probabilité ω, il faut limiter au maximum le risque de capture résonnante des neutrons par l'uranium 238 : on y parvient en choisissant une structure combustible/modérateur hétérogène et en sélectionnant soigneusement le matériau modérateur : comme le ralentissement des neutrons par diffusions successives a un caractère discontinu, beaucoup de neutrons « sautent » par dessus les résonances sans tomber dans les « trappes » qu'elles représentent. (Accessoirement, notons aussi l'extrême complexité inévitable de la neutronique résultant de l'extrême complexité des sections efficaces.)

27.5. Les principaux modérateurs

Les matériaux modérateurs doivent satisfaire à trois critères :

– contenir des **noyaux légers**, seuls susceptibles de ralentir efficacement les neutrons (de même qu'une boule de billard ne serait pas ralentie si elle percutait une énorme boule, de même les neutrons ne sont pas ralentis par diffusion sur des noyaux lourds) ;

– ne contenir que des **noyaux peu capturants** pour les neutrons ;

– avoir une densité suffisamment importante pour que le nombre de diffusions de neutrons y soit suffisant.

Les deux premiers critères limitent le choix à quelques nucléides seulement : D (^{2}H), ^{4}He, ^{9}Be, les isotopes naturels de C et O.

Il faut éliminer l'hélium, inévitablement gazeux, donc trop peu dense. Restent comme principaux matériaux possibles :

– l'**eau lourde** combinant l'oxygène et le seul isotope lourd de l'hydrogène, le deutérium ; c'est un excellent modérateur, mais c'est un matériau coûteux, puisqu'il nécessite une séparation isotopique ;

– le **béryllium** métallique ou son oxyde, la **glucine**, sont des modérateurs convenables, mais il sont peu utilisés à cause de leurs mauvaises propriétés métallurgiques ;

– le **graphite** (carbone) est un matériau relativement courant, mais qui doit être soigneusement purifié, notamment de toute trace de bore, pour un usage nucléaire ; comme les atomes de carbone sont passablement plus lourds que les neutrons, ce modérateur n'est pas très bon (il faut en mettre des volumes importants à côté de l'uranium) ; il permet, cependant, de faire, comme les précédents, un réacteur à uranium naturel.

Le lecteur aura peut-être été surpris de ne pas trouver l'eau ordinaire dans la liste, bien que les réacteurs à eau soient ceux qui aient été, et de loin, les plus développés industriellement ! L'eau est, certes, un matériau remarquable pour ralentir les neutrons : les noyaux d'hydrogène ont la même masse que les neutrons, ce qui est le meilleur choix, et leur section efficace de diffusion est exceptionnellement élevée ; en conséquence, les réacteurs à eau sont très compacts. En outre, l'eau est un matériau qui ne coûte que le prix de sa purification. Malheureusement, l'hydrogène ordinaire est un noyau passablement capturant pour les neutrons thermiques : une partie des neutrons ralentis disparaîtra dans ces captures. Cela exclut l'utilisation de l'uranium naturel : la contrepartie du choix d'un matériau bon marché, conduisant à des systèmes compacts, sera l'obligation d'utiliser de l'uranium enrichi ou un succédané tel le MOX (oxyde mixte d'uranium et de plutonium). C'est évidemment une sujétion industrielle considérable.

27.6. Les principaux caloporteurs

Outre le combustible (avec son gainage) et l'éventuel modérateur, tout réacteur doit aussi avoir un système de refroidissement pour extraire la chaleur produite par les fissions. Il s'agit d'un fluide choisi à la fois pour ses propriétés thermiques et neutroniques (faible capture), appelé « fluide réfrigérant » ou « fluide caloporteur », ou simplement « réfrigérant » ou « caloporteur ».

Les matériaux les plus couramment utilisés sont des liquides (eau, eau lourde, sodium ou autre métal, liquide organique...) ou des gaz (gaz carbonique, hélium...).

Remarquer que dans les réacteurs à eau (sous pression ou bouillante), le même matériau, l'eau, joue les deux rôles de modérateur et de caloporteur.

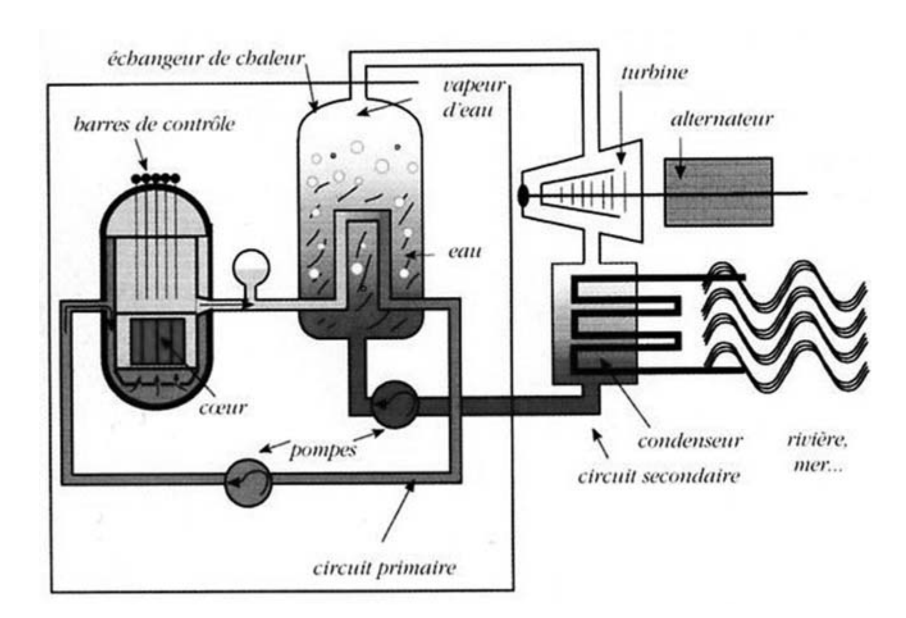


Figure 27.5. Schéma de principe d'un réacteur à eau sous pression.

27.7. Les atouts des réacteurs à neutrons rapides

Il se trouve que le plutonium 239 a de remarquables propriétés en neutrons rapides : le nombre de neutrons produits par fission y est particulièrement élevé. Cela incite à y recycler le plutonium.

Rappelons que le plutonium est, en quelque sorte, un sous-produit des réacteurs résultant des captures (sans fission) de neutrons par l'uranium 238, notamment dans les résonances (en pratique, cet isotope accompagne l'isotope fissile, l'uranium 235). Ces captures ne sont donc pas réellement stériles.

La chaîne conduisant au plutonium 239 est la suivante :

$$^{1}_{0}\mathbf{n} + {}^{238}_{92}\mathbf{U} \Rightarrow {}^{239}_{92}\mathbf{U}\ (23\ \text{mn}) \Rightarrow {}^{239}_{93}\mathbf{Np}\ (2{,}4\ \text{j}) \Rightarrow {}^{239}_{94}\mathbf{Pu}$$

Conversion d'uranium 238 en plutonium 239 après capture neutronique.

Une partie du plutonium ainsi produit peut être brûlée *in situ* et contribuer ainsi à la production d'énergie. Cependant, il reste du plutonium dans les combustibles irradiés (le contenu en matière fissile d'un combustible nucléaire ne peut jamais être complètement épuisé, sinon le réacteur ne serait pas critique). C'est pour récupérer cette matière que certains pays, notamment la France, retraitent le combustible irradié (on peut aussi récupérer l'uranium partiellement consommé, et profiter de la séparation de matières qui est faite pour conditionner au mieux les déchets nucléaires).

Le plutonium ainsi récupéré peut être utilisé dans tout réacteur ; mais, comme nous l'avons dit, c'est dans les réacteurs à neutrons rapides que cela est le plus intéressant, puisque le bilan neutronique est alors spécialement riche. L'excédent de neutrons non nécessaires à l'entretien de la réaction en chaîne peut être gaspillé, mais, tant qu'à faire, il vaut mieux en tirer parti : l'idée qui peut venir à l'esprit est d'utiliser ces neutrons disponibles pour des captures dans l'uranium 238... régénérant du plutonium. On peut montrer qu'il est ainsi possible de régénérer par **conversion** davantage de plutonium qu'on n'en consomme pour faire fonctionner le réacteur : un tel système est qualifié de « surgénérateur » (l'adjectif « surrégénérateur » est tombé en désuétude).

Le concept, cependant, est relativement compliqué. En effet, même s'il contribue beaucoup à la conversion, le cœur seul ne peut pas être rendu surgénérateur : pour atteindre un bilan positif en plutonium, il faut aussi récupérer, dans des couvertures radiales et axiales, les neutrons qui s'échappent du cœur ; ces couvertures contiennent de l'uranium 238 : très peu de fissions s'y produisent, mais du plutonium s'y forme par conversion.

Grâce à cette conversion de l'uranium 238 en plutonium 239, tout l'uranium naturel, et non pas seulement la faible proportion d'uranium 235, pourrait être fissionné, multipliant ainsi d'un facteur 50 à 100 le pouvoir énergétique de l'uranium et repoussant à très long terme les risques de pénurie.

Le processus est cependant coûteux et lent car il faut périodiquement (toutes les quelques années) retraiter les assemblages du cœur et des couvertures, y récupérer le plutonium, refaire avec de nouveaux assemblages de combustible... et répéter indéfiniment l'ensemble des opérations.

Par ailleurs, la technologie des réacteurs à neutrons rapides, basée presque partout et notamment en France sur un refroidissement par du sodium liquide, est généralement considérée comme plus difficile que celle des réacteurs à eau. Ces considérations, jointes

à la remarque qu'une pénurie d'uranium ne se profile pas à très court terme, ont amené le gouvernement français à décider l'arrêt du réacteur *Superphénix*, premier prototype industriel de grande puissance de la filière à neutrons rapides (*Phénix*, prototype plus ancien et de beaucoup plus faible puissance, bénéficiant d'un « sursis »). D'aucuns – et parmi les plus compétents pour en parler – n'ont pas manqué de souligner que cette décision avait plus un caractère politique que technique...

Sans vouloir attiser la polémique, notons seulement qu'on peut utiliser les neutrons disponibles dans un réacteur à neutrons rapides pour faire de la conversion... mais que d'autres usages sont envisageables. Parmi les idées proposées et étudiées par les techniciens, relevons l'incinération de déchets nucléaires par transmutation et finalement fission. Des expériences en ce sens sont poursuivies dans *Phénix* à défaut d'avoir pu être menées à bien, dans de meilleures conditions, dans *Superphénix*.

27.8. Cinétique des réacteurs

Nous terminerons par quelques considérations sur le fonctionnement des réacteurs, valables, en gros, pour tous les types. D'abord, sur les aspects cinétiques.

Nous avons vu qu'une configuration non critique évoluait selon une loi exponentielle en k^n, mais nous n'avons pas précisé à quel rythme se succédaient les générations.

Quelques considérations élémentaires laissent craindre un rythme très rapide et, par conséquent, des variations de puissance extrêmement brutales. Par exemple, on évalue à 25 μs le laps de temps qui s'écoule, en moyenne, dans un réacteur à eau, entre l'émission d'un neutron et la fission qu'éventuellement il provoquera. Une durée de génération de 25 μs, cela fait 40 000 générations par seconde. Même pour une configuration très proche de la criticité, par exemple k = 1,0001, on calcule avec n = 40 000, qu'au bout d'une seconde la puissance serait multipliée par k^n = 55.

Que dire alors d'une configuration plus nettement surcritique ?

Un tel comportement explosif est effectivement observé dans une arme... qui est volatilisée par le dégagement d'énergie en une infime fraction de seconde. Dans un réacteur, en revanche, la réalité est, fort heureusement, toute autre.

Ce sont les neutrons retardés qui expliquent la différence. Rappelons (voir le chapitre 26) que les neutrons retardés sont émis, non pas au moment de la fission, mais après une décroissance bêta préliminaire d'un fragment de fission. Le retard est variable, puisque de nombreuses chaînes sont possibles et que pour chacune l'instant de l'émission bêta est aléatoire : en moyenne, ce retard est de 11 secondes. Bien que les neutrons retardés soient peu nombreux, 0,7 % par exemple si le réacteur est à uranium 235, ils suffisent pour changer complètement l'ordre de grandeur du temps de génération moyen. En effet, si le temps de génération est effectivement, pour l'exemple choisi, de 25 μs pour 99,3 % des neutrons (les neutrons prompts), il est en revanche égal à 11 secondes (retard à l'émission) + 25 μs (durée entre l'émission et l'éventuelle fission) pour 0,7 % des neutrons, ceux qui sont retardés. En faisant le calcul, on constate que ce sont ces derniers qui l'emporte largement dans la moyenne : le temps de génération moyen passe ainsi de 25 μs à 0,08 s environ, soit n = 13 (et non 40000) générations « effectives » par

seconde. Avec, à nouveau, k = 1,0001, on trouve ainsi k^n = 1,0013 : en une seconde, la puissance ne change pas d'un facteur 55, mais d'à peine plus d'un dixième de pour cent ! Contrairement à ce que nous craignions, le réacteur s'avère être une machine aux réactions fort calme.

Pour tempérer cette remarque optimiste, notons tout de même que le raisonnement que nous avons fait ne s'applique plus si le réacteur devient surcritique avec les seuls neutrons prompts, autrement dit si k atteint ou dépasse 1,007 : alors, en effet, le comportement brutal est observé avec la valeur $k \times 0{,}993$ (pour un système à uranium 235) au lieu de k.

Tout opérateur de réacteur nucléaire veillera donc à ne pas s'approcher trop près de cette limité de **criticité par neutrons prompts**. Notons que cette limite est plus basse dans les réacteurs à plutonium car la proportion des neutrons retardés n'y est que de 0,3 % environ. Ce n'est cependant pas une réelle contrainte pour l'exploitation des centrales.

27.9. Effets de température

Nous avons raisonné dans le paragraphe précédent en supposant que le facteur de multiplication avait une valeur fixée par l'opérateur du réacteur. Certes, celui-ci peut réguler k en jouant sur les différents moyens de commande à sa disposition, en particulier les barres de commande : ces barres, sous diverses variantes techniques, sont utilisées dans tous les réacteurs ; elles sont constituées d'un matériau capturant les neutrons (par exemple, dans les réacteurs à eau sous pression, un alliage d'argent, d'indium et de cadmium dit « AIC ») ; quand on les insère dans le cœur, on augmente les captures stériles au détriment des fissions et on réduit donc k ; inversement, un retrait des barres de commande permet d'augmenter k. Cependant, des effets physiques spontanés interviennent aussi dans un réacteur, qui peuvent aussi affecter k : on parle d'effets sur la réactivité (la réactivité, définie comme $\rho = (k-1)/k$, caractérise, par son signe et sa valeur absolue, l'écart à la criticité du système). Ces effets peuvent se classer selon trois catégories en fonction de leurs constantes de temps (les ordres de grandeur sont respectivement de l'ordre de la minute, du jour et du mois) :

– les **effets de température et de contre-réactions** résultent des incidences sur la neutronique des variations de températures des différents matériaux constituant le cœur ;

– l'**empoisonnement par les produits de fission** est la baisse de réactivité résultant des captures neutroniques par les produits de fission lorsque ceux-ci apparaissent dans le combustible sous irradiation ;

– l'**évolution des concentrations des noyaux lourds** du combustible, due aussi à l'irradiation, conduit généralement, elle aussi, à une baisse de réactivité.

On souhaite, en général, laisser fonctionner de façon stable le réacteur : cela nécessite donc que l'opérateur ou des mécanismes automatiques compensent, grâce aux moyens de commande, ces variations spontanées de réactivité, de façon à maintenir la criticité du système. Par exemple, dans les réacteurs à eau sous pression, une certaine quantité d'acide borique est introduite en solution dans l'eau circulant dans le cœur (le bore est un puissant poison neutronique). Au fur et à mesure que le combustible s'épuise, l'acide borique est extrait pour maintenir l'état critique.

Les effets de température sont les plus rapides : ils vont gouverner la stabilité, et donc la sûreté, du réacteur... s'il sont caractérisés par des coefficients de température négatifs. En effet, supposons, par exemple, qu'une instabilité de fonctionnement entraîne une légère augmentation de la puissance ; celle-ci va induire une élévation de température ; si le coefficient de température associé est négatif, le facteur de multiplication k va décroître et le réacteur, initialement critique, va devenir légèrement sous-critique ; sa puissance va donc baisser : on voit que cette contre-réaction annule la perturbation initiale. Si le coefficient de température était positif, la perturbation initiale serait, au contraire, amplifiée. On fait donc en sorte, dans la conception des réacteurs, que les coefficients de température (ou, au moins, ceux qui interviennent en premier) soient négatifs. Ainsi, le système se maintient spontanément à un niveau de puissance constant sans que l'opérateur ait besoin de la réguler, hormis la compensation des effets à plus long terme ; par voie de conséquence, on peut aussi dire qu'un réacteur caractérisé par un coefficient de température négatif est « intrinsèquement sûr ».

Les effets de température se classent eux-mêmes en trois catégories ; nous les présenterons sur l'exemple des réacteurs à eau sous pression, mais la physique est à peu près similaire pour les autres filières :

– Le premier est lié au **combustible**, plus précisément à l'uranium 238 ; il est appelé *« effet Doppler »*. Cet effet est négatif et rapide : c'est celui qui intervient de façon primordiale pour la stabilité et la sûreté intrinsèque. Nous avons vu que l'uranium 238 est caractérisé par de très nombreuses résonances dans le domaine des énergies intermédiaires de neutrons. Or il se trouve que la forme de ces résonances est affectée par l'agitation thermique des atomes d'uranium 238 : plus la température croît, plus ces résonances s'élargissent et s'abaissent. L'élargissement jouant plus que l'abaissement, la capture résonnante de neutrons par l'uranium 238 croît si la température de ce matériau s'accroît. Comme ces captures viennent au détriment des fissions, cet effet Doppler entraîne une baisse de réactivité : le coefficient est négatif.

– Le deuxième effet est l'**effet de spectre** ; il est associé au modérateur : si la température de celui-ci augmente, l'énergie moyenne des neutrons thermiques augmente parallèlement ; et comme les sections efficaces dépendent de l'énergie des neutrons, des variations de k peuvent résulter de cet effet. En pratique, dans les réacteurs à eau, le coefficient de température associé est relativement marginal devant celui associé au troisième effet.

– Le troisième effet est l'**effet de dilatation** des matériaux (donc de diminution de densité) lorsque la température s'accroît. En pratique, c'est la dilatation de l'eau qui, sur l'exemple considéré, apporte l'effet principal. Si la température de l'eau s'accroît, d'une part, les neutrons, moins bien ralentis, disparaîtront davantage dans les résonances de l'uranium 238, d'autre part, la diminution du nombre d'atomes d'hydrogène réduira les captures de neutrons thermiques par ce noyau. Le premier effet est caractérisé par un coefficient négatif et le second par un coefficient positif : il importe donc que ce dernier soit le plus faible en valeur absolue. C'est le cas si l'eau du modérateur est pure ; mais ce peut ne plus l'être si l'on rajoute de l'acide borique en solution dans l'eau pour réduire un excédent de réactivité : le bore, en effet, se dilatera comme l'eau et accroîtra la composante positive de ce coefficient de température. Concrètement, la contrainte de sûreté d'un coefficient de température d'eau globalement négatif, entraîne une limite sur la concentration d'acide borique dans l'eau. Si les besoins de compensation de la réactivité l'emportent sur cette limite, un autre moyen doit être utilisé : les poisons consommables, solides, donc n'induisant

pas ce coefficient de température positif. Ces poisons sont conçus, comme leur nom l’indique, pour disparaître au fur et à mesure de l’irradiation neutronique, de façon à compenser un excédent de réactivité initial sans empoisonner le réacteur lorsque cela n’est plus nécessaire.

27.10. Empoisonnement par les produits de fission

Nous avons vu au chapitre précédent que des centaines de produits de fission différents apparaissent au sein du combustible, à des teneurs variables, au cours de l’irradiation ; certains se transforment par radioactivité et par captures neutroniques. Ces dernières, évidemment, dégradent le facteur de multiplication.

Plusieurs dizaines de produits de fission jouent ainsi un rôle néfaste sur le bilan neutronique. Dans les réacteurs à neutrons thermiques, notamment les réacteurs à eau, deux d’entre eux sont particulièrement connus à ce titre : le xénon 135 et le samarium 149.

Le **xénon 135** est produit directement par fission, mais avec un faible rendement (une fission sur mille), et provient essentiellement des décroissances bêta du tellure 135 (produit par une fission sur quinze), puis de l’iode 135. Le xénon 135 bat tous les records en terme de section efficace de capture des neutrons thermiques ; heureusement il disparaît également spontanément par radioactivité (voir la chaîne au chapitre 25).

On calcule qu’à l’équilibre, au bout de quelques jours de fonctionnement, le xénon 135 provoque une réduction d’environ 3 % du facteur de multiplication.

Si l’on arrête alors le réacteur, la disparition du xénon par captures neutroniques cesse, mais la production par décroissance de son précurseur, l’iode, se poursuit un certain temps : c’est ce qui provoque un **pic xénon** après arrêt qui, surtout dans les réacteurs à haut flux neutronique, peut induire un surcroît d’empoisonnement tel que le réacteur ne peut plus être redémarré. Heureusement, ce pic n’est que transitoire.

Au phénomène du xénon est aussi associé, dans les grands réacteurs et notamment les réacteurs à eau sous pression, un risque d’instabilité par basculement de la distribution de puissance entre les moitiés haute et basse du cœur. Cette instabilité doit être surveillée par l’opérateur (un indicateur de déséquilibre axial de puissance est en permanence affiché en salle de commande) et, si nécessaire, corrigée.

Le **samarium 149** est en général moins gênant que le précédent : à l’équilibre, effet d’empoisonnement de l’ordre de 0,7 % sur le facteur de multiplication. Cependant, il induit une contrainte dans l’exploitation des réacteurs à haut flux par un surcroît d’empoisonnement après un arrêt.

27.11. Évolution des noyaux lourds et de la réactivité

Les mois ou les années d’irradiation neutronique du combustible vont en remanier profondément la composition chimique et isotopique : les noyaux fissiles vont disparaître en

formant des produits de fissions (et parfois, par capture stérile, un simple isotope) ; les noyaux non fissiles vont capturer les neutrons en conduisant à un isotope supérieur. Parmi les noyaux ainsi formés, plusieurs sont radioactifs avec des périodes courtes, conduisant ainsi à de nouveaux nucléides. La figure 27.6 donne un aperçu des principales transformations d'un combustible initialement constitué d'un mélange isotopique d'uranium 235 et 238. (La figure ne concerne que les noyaux lourds : les fissions et produits de fission n'y sont par portés pour simplifier.)

L'irradiation subie par le combustible est généralement caractérisée par la **combustion massique** exprimée en *MWj/t* ou en *MWj/kg* (c'est cette dernière unité qui a été adoptée en abscisse de la figure 27.7 donnant les courbes de concentrations en évolution). Pour, respectivement, une tonne ou un kilogramme de combustible mis en réacteur (conventionnellement on ne compte que les noyaux lourds en défalquant l'oxygène de l'oxyde et les gaines), c'est l'énergie thermique (exprimée en millions de watts pendant un jour, c'est-à-dire avec l'unité 86 400 000 000 joules) qui aura été produite grâce aux fissions.

La combustion massique atteinte au déchargement du combustible dépend du type du réacteur. Pour ses premiers réacteurs à eau sous pression, Électricité de France visait

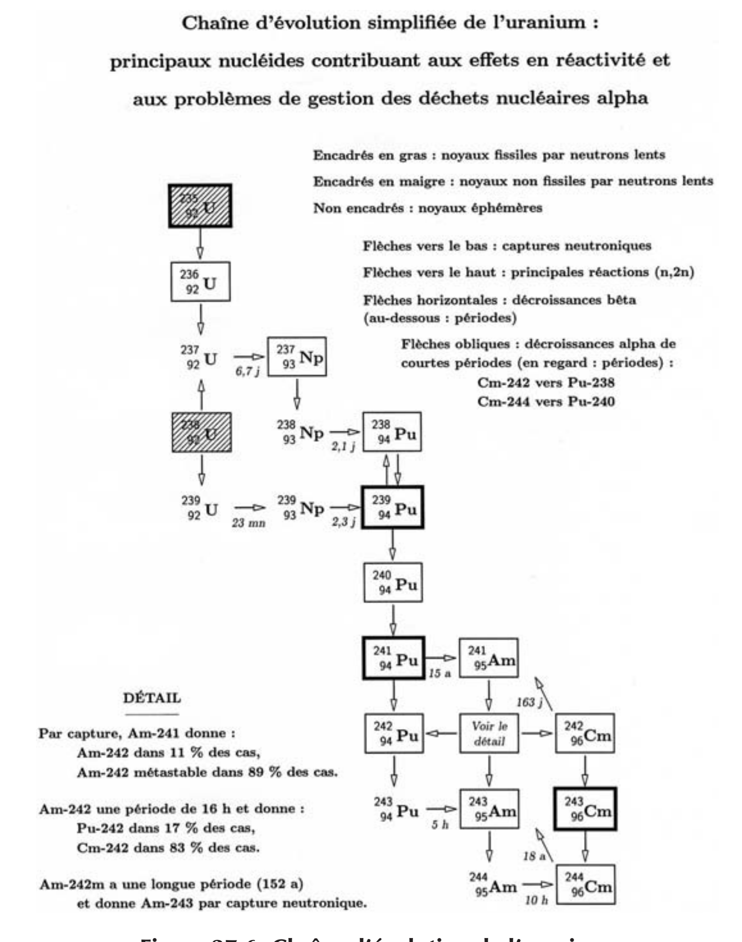


Figure 27.6. Chaîne d'évolution de l'uranium.

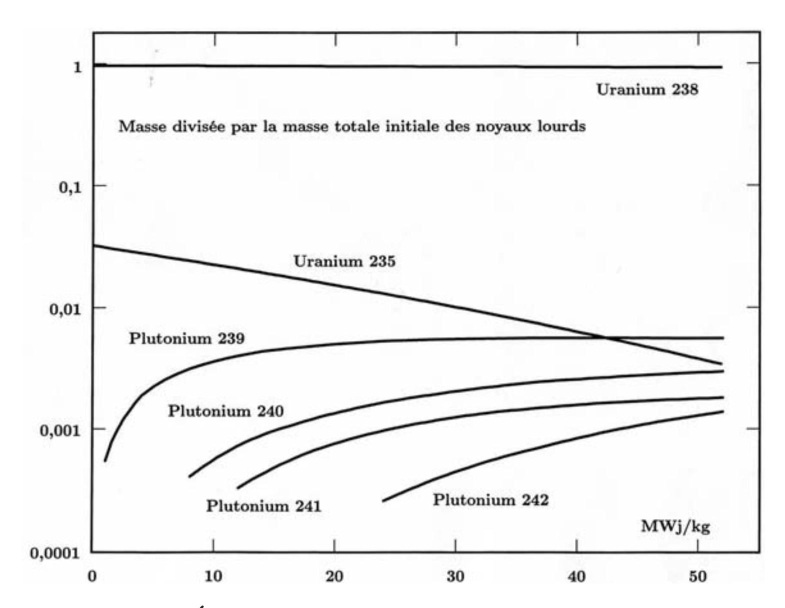


Figure 27.7. Évolution des masses des principaux noyaux lourds (réacteur à eau sous pression).

environ 30 MWj/kg ; aujourd'hui on atteint environ 45 MWj/kg et, à plus long terme, 60 MWj/kg sont visés. On observera sur les courbes la disparition importante de l'uranium 235, en partie compensée par l'apparition du plutonium.

Cette compensation grâce à la conversion de l'uranium 238 en plutonium 239 ne suffit pas pour maintenir intégralement le pouvoir réactif du combustible (il se dégrade, en outre, à cause des produits de fission). Globalement le facteur de multiplication décroît continûment. Pour pouvoir faire fonctionner le réacteur un certain temps, il vaut viser une situation initiale surcritique, compensée par un absorbant (pour les réacteurs à eau sous pression : acide borique et poisons consommables). Cet absorbant est progressivement retiré (ou, en ce qui concerne les poisons consommables, disparaît par irradiation) au fur et à mesure que le combustible s'use. Lorsque tous ces absorbants auront disparu, donc lorsque la réserve de réactivité sera réduite à zéro, le combustible irradié devra, au moins partiellement, être déchargé pour être remplacé par du combustible frais (figure 27.8).

27.12. Pilotage des réacteurs

Le pilotage des réacteurs concerne toutes les opérations de réglage du niveau de puissance : démarrage, modifications de puissance, arrêt.

Un réacteur à l'arrêt est toujours maintenu largement sous-critique, pour des raisons de sûreté. Pour le démarrer, il faut, d'abord, initialiser la réaction en chaîne et, ensuite, amplifier cette réaction en passant à une configuration (légèrement) surcritique jusqu'à atteinte du niveau de puissance souhaité.

						N	N	N						
				N	N	1	3	1	N	N				
			2	N	3	2	1	2	3	N	2			
		2	N	3	3	1	3	1	3	3	N	2		
	N	N	3	2	1	2	2	2	1	2	3	N	N	
	N	3	3	1	2	1	2	1	2	1	3	3	N	
N	1	2	1	2	1	3	1	3	1	2	1	2	1	N
N	3	1	3	2	2	1	3	1	2	2	3	1	3	N
N	1	2	1	2	1	3	1	3	1	2	1	2	1	N
	N	3	3	1	2	1	2	1	2	1	3	3	N	
	N	N	3	2	1	2	2	2	1	2	3	N	N	
		2	N	3	3	1	3	1	3	3	N	2		
			2	N	3	2	1	2	3	N	2			
				N	N	1	3	1	N	N				
						N	N	N						

N *Position des assemblages neufs*

K *Assemblages après K cycles (K : 1, 2 ou 3)*

Figure 27.8. Plan de chargement d'un réacteur à eau sous pression géré par quart de cœur (chaque carré représente un assemblage de combustible vu en section droite).

Théoriquement, les rares neutrons issus des fissions spontanées de l'uranium 238 ou de réactions nucléaires induites par les rayons cosmiques suffisent pour initialiser la réaction en chaîne. Mais, même avec le gain d'un facteur $\frac{1}{1-k}$ (k inférieur à 1) de ces neutrons dû aux fissions qu'ils induisent, leur nombre reste tellement infime qu'il ne sont pas détectés par l'instrumentation. De façon à ne pas diverger « en aveugle » – avec le risque d'un passage à une situation surcritique par neutrons prompts – on place dans le cœur du réacteur une source additionnelle de neutrons, généralement basée sur des réactions (α, n) ou (γ, n) sur le béryllium : cela permet de surveiller la montée progressive du niveau de flux neutronique obtenue en extrayant lentement les barres de commande dévolues à ce rôle et en amenant le réacteur à une situation surcritique. Lorsque le flux a atteint le niveau requis, le système est ramené à la criticité.

Nous avons vu que, grâce aux effets de température, le réacteur est stable autour du niveau de puissance correspondant à la cote donnée des barres de commande ou à une concentration d'acide borique. Abstraction faite des compensations à long terme qu'il faut faire pour maintenir la criticité malgré l'apparition des produits de fission et l'usure du combustible, ce n'est que si l'on souhaite modifier le niveau de la puissance que des mouvements d'absorbants sont effectués : par exemple, la demande du réseau est moindre aux heures creuses de la nuit qu'aux pointes du matin et du soir. Dans les réacteurs nucléaires, ces variations de puissance sont toujours faites de façon très lente, non pas pour des raisons de neutronique mais pour éviter au maximum les contraintes thermomécaniques qui risqueraient, à la longue, de dégrader prématurément les propriétés du combustible et de sa gaine.

Comme le démarrage ou les changements de puissance, l'arrêt par insertion d'absorbants est également fait progressivement, sauf évidemment en cas d'urgence : dans ce cas, les grappes de sécurité chutent rapidement (en une durée de l'ordre de la seconde), de façon à créer une situation largement sous-critique. La puissance neutronique s'effondre alors en quelques dizaines de secondes.

Noter qu'une « puissance résiduelle » subsiste beaucoup plus longtemps, due aux décroissances radioactives des produits de fission. Si le réacteur a fonctionné une durée suffisante pour que ces produits se soient accumulés, cette puissance résiduelle peut représenter, juste après l'arrêt, plusieurs pour cent de la puissance nominale avant l'arrêt. Elle décroît ensuite lentement pendant des mois, voire des années. Cette puissance résiduelle représente une contrainte en matière de sûreté – il faut, en toutes circonstances, continuer à assurer un refroidissement du cœur après arrêt – et en matière d'entreposage, transport, puis retraitement ou stockage du combustible irradié (par exemple, un retraitement n'est jamais entrepris avant au moins une année de « refroidissement » en piscine).

27.13. Gestion des réacteurs

On regroupe sous le terme de « gestion » l'ensemble des problèmes d'optimisation du combustible nucléaire et d'un parc de centrales. Voici quelques exemples pour illustrer la problématique.

Avant même que soit entrepris le dessin général d'un cœur de réacteur, la décision devra être prise d'un chargement-déchargement du combustible en marche ou à l'arrêt. La première option permet de mieux homogénéiser au sein du cœur les éléments de combustible aux diverses irradiations et, par voie de conséquence, d'améliorer la neutronique. C'est pour cette raison que cette option a été prise dans les réacteurs industriels à uranium naturel où le bilan neutronique est assez « tendu », notamment les réacteurs à graphite construits en France dans les années 1960 (et aujourd'hui tous arrêtés) et les réacteurs à eau lourde du type CANDU que le Canada continue à développer. L'inconvénient de ce choix est évidemment une machine de chargement-déchargement assez compliquée, puisqu'il faut avoir accès aux éléments de combustible sans dépressuriser le cœur.

La seconde option est adoptée dans les réacteurs présentant plus de souplesse sous l'angle neutronique parce que le combustible y est enrichi en matière fissile, notamment les réacteurs à eau et les réacteurs à neutrons rapides. Une fois le cœur en place, on ferme le réacteur et on fonctionne un certain temps sans intervenir. Pour les mêmes raisons de neutronique, il peut cependant être judicieux de fractionner le renouvellement du combustible : on montre, en effet, que l'énergie produite dans un cœur donné par un combustible donné est à peu près proportionnelle à $\frac{2n}{n+1}$ si l'on adopte une politique de renouvellement du cœur par fraction $\frac{1}{n}$ (voir un exemple de gestion par quart de cœur à la figure 27.6). Le tableau 27.1 donne les valeurs relatives calculées par cette formule (la référence, pour $n = 1$, correspond à un renouvellement complet du cœur à chaque arrêt). Il montre clairement le gain dû au fractionnement ; mais bien évidemment, il faut trouver un compromis, puisque n infini supposerait un réacteur perpétuellement à l'arrêt !

Tableau 27.1. Énergie produite par un combustible selon le fractionnement 1/*n* du cœur rapportée au cas sans fractionnement du déchargement-rechargement.

Nombre *n* de lots de combustible	Énergie produite
1	1
2	1,333
3	1,5
4	1,6
5	1,667
6	1,714
∞	2

Cette problématique s'inscrit évidemment dans la question plus générale du choix d'une filière (d'un type) de réacteurs nucléaires (tableau 27.2).

En particulier, la question doit être débattue de développer de nouvelles filières, plus performantes : c'est ainsi qu'actuellement les principaux pays qui ont développé l'énergie

Tableau 27.2. Les principales filières électronucléaires du parc mondial actuel (aujourd'hui, la filière HTR n'a pas dépassé le stade de quelques prototypes).

FILIÈRE	MODÉRATEUR	CALOPORTEUR	COMBUSTIBLE	GAINE
REP et VVER	Eau	Eau sous pression	Oxyde d'uranium à 3-4 % ou oxyde mixte U + Pu (MOX)	Zr
REB	Eau	Eau bouillante	Oxyde d'uranium à 2-3% ou oxyde mixte U + Pu (MOX)	Zr
CANDU	Eau lourde	Eau lourde (tubes de force)	Oxyde d'uranium naturel ou très légèrement enrichi	Zr
UNGG et Magnox	Graphite	Gaz carbonique	Uranium naturel métallique	Mg
AGR	Graphite	Gaz carbonique	Oxyde d'uranium à 2 %	Acier inox.
HTR	Graphite	Hélium	Oxyde d'uranium à 5-10 %	Graphite
RBMK	Graphite	Eau bouillante (tubes de force)	Oxyde d'uranium à 1,8-2,4 %	Zr-Nb
RNR	(Néant)	Sodium	Oxyde mixte U + Pu (MOX) à 15-20 % de Pu	Acier inox.

Tableau 27.3. Les six concepts étudiés dans le contexte des réacteurs de quatrième génération (Noter que le VHTR et le SFR dérivent directement du RHT et du RNR du tableau 27.2).

Sigle	Descriptif sommaire
VHTR	Réacteur à très haute température refroidi à l'hélium susceptible, dans un deuxième temps, d'être dédié à la production d'hydrogène ou à la cogénération hydrogène/électricité
GFR	Réacteur à neutrons rapides refroidi à l'hélium
SFR	Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium
LFR	Réacteur à neutrons rapides refroidi par un alliage à base de plomb
SCWR	Réacteur à eau supercritique
MSR	Réacteur à sel fondu

nucléaire se lancent dans un vaste programme de recherches coordonnées sur les réacteurs dits de « quatrième génération » (tableau 27.3) destinés à relayer les réacteurs actuels.

C'est dans ce contexte qu'il faut voir un autre problème de gestion : que faut-il faire du **plutonium** ? Nous avons déjà évoqué ce problème et signalé que les réacteurs à neutrons rapides étaient incontestablement les plus intéressants pour ce recyclage. Cependant, dans des pays comme la France qui ont adopté une politique de retraitement du combustible dans l'idée de promouvoir la filière des réacteurs à neutrons rapides, la production de plutonium a rapidement dépassé les besoins de ces seuls réacteurs, puisque leur développement s'est avéré moindre que ce qui avait été escompté. C'est la raison qui a amené certains producteurs d'électricité, notamment Électricité de France à partir de 1987, à recycler du plutonium dans les réacteurs existants, c'est-à-dire, en l'occurrence, les réacteurs à eau sous pression (actuellement, dans la plupart des 34 réacteurs français de 900 MWe). Cela se fait en remplaçant un tiers des assemblages standards à oxyde d'uranium enrichi par des assemblages dits « MOX » à oxyde mixte d'uranium (naturel ou appauvri) UO_2 et de plutonium PuO_2. Cela n'est qu'un pis-aller destiné à ne pas perdre le plutonium disponible actuellement. Les concepts de quatrième génération permettraient un recyclage plus efficace (quatre d'entre eux sont susceptibles d'être surgénérateurs), voire même l'utilisation du thorium après conversion en uranium 233, isotope fissile et artificiel de l'uranium.

À un niveau encore plus large, la question se pose du choix des modes de production d'énergie ; mais ce problème de gestion de l'énergie dépasse le cadre de ce chapitre consacré à la physique des réacteurs... Nous invitons le lecteur intéressé à explorer les autres parties de ce livre.

Partie V

TECHNIQUES NUCLÉAIRES

28 Aperçu historique

28.1. Les premières « piles atomiques »

L'énergie nucléaire peut être considérée comme l'énergie du XXe siècle : après la découverte de la radioactivité (Henri Becquerel, 1896), les travaux de Pierre et Marie Curie, d'Ernest Rutherford, de Niels Bohr (dernières années du XXe siècle et le début du XXe siècle) qui ont permis de cerner la structure des atomes, la mise en évidence expérimentale du neutron (James Chadwick, 1932), la création du premier radionucléide artificiel, le phosphore 30, par Frédéric Joliot (1934), la fission du noyau d'uranium fut découverte en 1938 (Lise Meitner, Otto Hahn, Fritz Strassmann). Frédéric Joliot et son équipe montrèrent que le phénomène s'accompagnait de l'émission de quelques neutrons et en tirèrent rapidement la conclusion : la possibilité d'une réaction en chaîne de fissions, les fissions émettant des neutrons et les neutrons provoquant de nouvelles fissions. L'idée fut brevetée dès le mois de mai 1939, mais les circonstances firent que ces brevets restèrent secrets et méconnus jusqu'à la fin de la guerre. La suite de l'histoire se déroule essentiellement en Angleterre, au Canada et, surtout, aux États-Unis. La première réaction en chaîne que Joliot avait conçue fut réalisée par Enrico Fermi le 2 décembre 1942 dans sa « pile de Chicago ». La première pile française, Zoé, « divergea » le 15 décembre 1948 à Fontenay-aux-Roses en région parisienne (la « divergence » d'un réacteur est son premier démarrage).

28.2. Les réacteurs d'Oklo

Cependant la nature nous avait précédé et depuis bien longtemps ! Cela a été découvert, en 1972, à Oklo, un gisement d'uranium situé au Gabon.

La composition isotopique de l'uranium trouvé sur Terre est pratiquement partout la même : 0,720 % d'uranium 235 (en nombre de noyaux), 99,280 % d'uranium 238 et des traces d'uranium 234. Cependant, comme le dernier chiffre de la teneur en isotope 235 peut varier, les exploitants procèdent à des analyses de routine pour le déterminer. Surprise ces jours-là de 1972 à Oklo : ce n'est pas le troisième chiffre après la virgule qui change, mais le deuxième, voire le premier ! L'hypothèse d'un artefact fut rapidement éliminée et, assez vite, l'idée germa qu'une réaction en chaîne spontanée avait pu avoir lieu autrefois dans ce gisement, consommant une partie de l'uranium 235 (le seul isotope subissant

facilement la fission et susceptible d'entrer dans une réaction en chaîne). Les analyses faites par la suite confortèrent l'hypothèse : il fut montré, par exemple sur le néodyme, que la plus grosse partie de l'élément trouvé provenait de la fission et non d'une origine naturelle ; en effet, les compositions isotopiques – bien connues – du néodyme naturel et du néodyme provenant des fissions sont complètement différentes et, par conséquent, faciles à discriminer.

Finalement seize foyers de réactions furent mis en évidence et étudiés par les physiciens. Plusieurs tonnes d'uranium ont subi la fission (l'équivalent de quelques années de fonctionnement d'un réacteur électronucléaire moderne) ; mais cela s'est fait très doucement, probablement sur une durée de l'ordre de 500 000 ans, la réaction étant régulée par des coefficients de température et la disparition de poisons neutroniques par irradiation.

Le phénomène s'explique par un concours de circonstances favorables à Oklo, et vraisemblablement uniques :

– un âge très ancien, près de deux milliards d'années, pour la mise en place du gisement : compte tenu de la décroissance radioactive plus rapide pour l'uranium 235 que pour l'uranium 238, on voit, en remontant le temps, que l'uranium naturel était autrefois plus riche qu'aujourd'hui en isotopes fissiles : en particulier, il y a deux milliards d'années, la teneur en uranium 235 était de l'ordre de 3 % au lieu de 0,7 % aujourd'hui ;

– une richesse exceptionnelle du gisement : parfois plusieurs dizaines de pour cent d'uranium alors que les teneurs usuelles sont de quelques pour mille ;

– la présence d'eau permettant de thermaliser les neutrons et, donc, de favoriser le facteur de multiplication caractérisant la possibilité d'une réaction en chaîne.

On voit que l'on était dans une situation très similaire à celles que l'on réalise aujourd'hui dans les réacteurs à eau !

Autre circonstance exceptionnelle enfin : la conservation des vestiges des réactions ; en effet, ce gisement, à l'origine situé à une grande profondeur, n'a pas été perturbé par des événements géologiques, et ce n'est que récemment qu'il s'est trouvé vers la surface par l'effet de l'érosion. Sans cette stabilité géologique, toute trace aurait disparu depuis longtemps !

28.3. Les années de guerre

L'effort pendant les années de guerre fut exclusivement orienté vers l'arme nucléaire, notamment, aux États-Unis, avec le projet Manhattan. La bombe atomique nécessite une matière fissile très pure qui peut être soit l'uranium 235, soit le plutonium 239. Les deux voies furent explorées : la voie de l'uranium, amena à développer des procédés d'enrichissement (notamment la diffusion gazeuse) et conduisit à la bombe de Hiroshima (6 août 1945) ; la voie du plutonium conduisit aux explosions d'Alamogordo (démonstration, 16 juillet 1945) et de Nagasaki (9 août 1945).

La voie du plutonium nécessite des réacteurs dans lesquels, outre la réaction en chaîne, on utilise une partie des neutrons excédentaires pour fabriquer l'élément artificiel qu'est

le plutonium. (Les neutrons capturés par l'uranium 238 – isotope presque jamais fissionné par les neutrons contrairement à l'isotope 235 – conduisent à l'uranium 239 ; celui-ci se transforme en quelques jours en plutonium 239 par deux décroissances radioactives successives.) C'est pourquoi, on s'intéressa aussi à la réaction en chaîne dans des réacteurs. Enrico Fermi, à la tête de l'équipe de recherche concernée, devait se contenter d'uranium naturel et donc utiliser un modérateur pour ralentir les neutrons jusqu'à l'état thermique et améliorer ainsi le facteur de multiplication. Les seuls matériaux possibles dans ces conditions sont l'eau lourde, le béryllium (métallique ou sous forme d'oxyde, la glucine) et le graphite. Essentiellement pour des raisons de disponibilité, Fermi choisit ce dernier. La première configuration expérimentale où la réaction en chaîne fut observée fut la pile de Chicago numéro 1 (*CP1*). Elle fut suivie de quelques autres expériences, puis des puissantes « piles » à graphite de Hanford destinées à produire le plutonium nécessaire aux armes.

28.4. La pile de Fermi

Dans le contexte secret de l'époque, personne ne se soucia de prendre des photos de l'installation ! Seules sont à notre disposition quelques illustrations faites par la suite, de mémoire, notamment le dessin que nous reproduisons.

Les chiffres figurant dans la légende montrent qu'en dépit de conditions matérielles difficiles – sous les gradins d'un stade ! – un travail considérable de manutention a dû être fait.

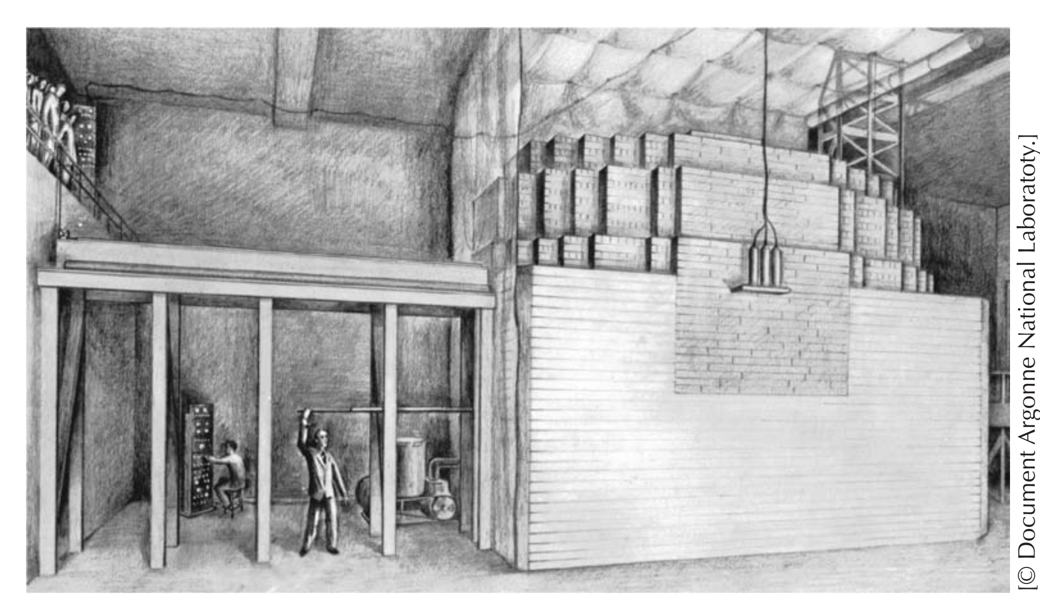


Figure 28.1. La pile de Fermi, 2 décembre 1942 ; dessin d'artiste. L'empilement contenait près de 400 tonnes de graphite, 6 tonnes d'uranium métallique et 37 tonnes d'oxyde d'uranium. Le personnage à l'avant manœuvre une barre de commande.

Il est intéressant de noter aussi quelques détails qui illustrent la problématique des réacteurs et que l'on retrouvera dans toutes les réalisations qui suivront :

1) La notion de contrôle-commande est matérialisée par les deux personnages en bas à gauche. Celui qui est le plus à gauche surveille des cadrans où sont reproduites des mesures de flux : il contrôle l'évolution de la réaction en chaîne ; l'autre manipule une barre dite de commande, faite d'un matériau absorbant les neutrons (ici du cadmium) : en enfonçant la barre, il augmente la capture des neutrons et freine la réaction ; en l'extrayant, au contraire, il libère un peu plus de neutrons pour des fissions et accélère la réaction. Ces deux fonctions de contrôle et de commande doivent dialoguer en permanence : ici la voix suffit (plus tard des moyens automatiques seront ajoutés).

2) La notion de sûreté n'est pas très visible sur le présent dessin : elle est assurée par un opérateur placé au-dessus de l'empilement ; armé d'une hache, il peut trancher si nécessaire la corde qui retient une barre absorbante lourdement lestée ; en outre, trois techniciens sont prêts à inonder la pile d'une solution d'un sel de cadmium : en cas d'incident, cet absorbant arrêterait quasiment instantanément la réaction.

3) On voit très bien, en revanche, au premier plan, un détecteur symbolisant la notion de radioprotection : le câble le long du plafond apporte jusqu'à Fermi (sur l'estrade à gauche) le signal mesurant le niveau ambiant de rayonnements et lui permet de commander l'arrêt de l'expérience si nécessaire.

28.5. Le développement de l'énergie nucléaire

Dès la fin des hostilités, les grands pays industriels – États-Unis, URSS, Grande-Bretagne, Canada, France... – se lancèrent dans le développement de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques. Par exemple, Charles de Gaulle, alors au pouvoir, signa dès le 18 octobre 1945 l'ordonnance créant le Commissariat à l'énergie atomique (CEA). Sous l'impulsion de Frédéric Joliot, de nombreux et brillants chercheurs furent embauchés. Utilisant les stocks d'eau lourde et d'uranium constitués à la fin des années 1930 et ayant traversé intacts la période de guerre, ils construisirent Zoé (comme puissance zéro, oxyde d'uranium et eau lourde), la première « pile atomique » française ; elle sera utilisée pendant plus de vingt-cinq ans avant de devenir le point central du *Musée de l'Atome*.

Les diverses filières de réacteurs que nous allons évoquer furent imaginées – et certaines développées – dès cette époque. Par exemple, fin 1951, la première production d'électricité d'origine nucléaire fut obtenue, aux États-Unis, par le réacteur à neutrons rapides EBR-1.

Les particularités propres à chaque pays firent que les choix furent souvent divergents. Les États-Unis, qui maîtrisaient l'enrichissement grâce au projet Manhattan et qui s'étaient lancés dans la construction de réacteurs navals, s'orientèrent assez naturellement vers les réacteurs à eau et uranium légèrement enrichi. Les Canadiens, qui avaient expérimenté l'eau lourde pendant la guerre, restèrent fidèles à ce choix. La Grande-Bretagne et la France, qui ne disposaient pas d'uranium enrichi et qui songeaient à la fois aux perspectives ouvertes par les réacteurs surgénérateurs à neutrons rapides et à plutonium et aux applications militaires de l'énergie nucléaire, choisirent la filière uranium naturel-graphite-gaz (dite UNGG en France et Magnox outre-Manche).

Par la suite, les contingences économiques et industrielles amenèrent, parfois, à des révisions drastiques. C'est ainsi que la France de la fin des années 1960 décida d'abandonner la filière UNGG au profit de la filière PWR des réacteurs à eau sous pression. Après avoir acquis la licence de la société américaine Westinghouse, la société Framatome, récemment créée et modeste à l'époque, fut chargée de construire les centrales de l'ambitieux programme d'équipement lancé par le gouvernement français. Trente après, plus de soixante réacteurs à eau en France et quelques-uns à l'exportation auront vu le jour ; entre-temps, Framatome se sera dégagée de la licence américaine et aura « francisé » la technologie sous la dénomination de REP (réacteur à eau sous pression).

28.6. La situation actuelle

Le tableau 19.3 des réacteurs électronucléaires installés donne une idée de la situation industrielle actuelle (tous les pays ayant au moins un réacteur électronucléaire en marche ou en construction sont cités).

Les États-Unis restent en tête, bien qu'il n'aient pas entrepris la construction de nouvelles centrales nucléaires depuis 1978. La France se distingue par la proportion très élevée du nucléaire dans la production d'électricité – plus des trois quarts –, et est suivie par quelques pays européens et du Sud-Est asiatique. On remarquera la grande diversité des situations, notamment au sein de l'Union européenne.

Les caractéristiques générales des principales filières de réacteurs ont été présentées dans le tableau 28.1. Nous le complétons ci-dessous par un tableau explicitant les implantations de ces filières au niveau mondial.

Tableau 28.1. Parc électronucléaire au 31/12/2004 : ventilation par filières (source : ELECNUC, édition 2005 ; on peut aussi trouver les statistiques concernant le parc nucléaire sur le site Internet de lAIEA : http://www.iaea.org régulièrement mis à jour).

Filière	Puissance installée (GWe)	Nombre d'unités
Magnox et AGR	10,7	22
RBMK	11,4	16
Eau lourde	20,0	39
Eau (PWR)	204,7	214
Eau (VVER)	35,9	53
Eau (BWR)	82,6	93
Neutrons rapides	1,0	3
TOTAL	366,3	440

29 Les principales filières actuelles

29.1. Généralités

29.1.1. Typologie des filières de réacteurs nucléaires

On a pris l'habitude, en France, d'utiliser le terme de « filière de réacteurs » pour désigner un ensemble de choix technologiques conduisant à des réacteurs sinon identiques, du moins voisins dans leur conception et leur réalisation.

Si l'on n'entre pas trop dans les détails, une filière se caractérise par trois choix principaux sur la nature et les caractéristiques :

– du « combustible » nucléaire (terme adopté par analogie au combustible d'une centrale classique) ;

– du « modérateur », c'est-à-dire le matériau destiné à ralentir et thermaliser les neutrons (modérer leur vitesse), – ou, s'il s'agit d'un réacteur à neutrons rapides, l'absence de modérateur – ;

– du « caloporteur », c'est-à-dire le fluide circulant dans le cœur du réacteur pour emporter la chaleur produite par les fissions vers les organes où elle sera utilisée et transformée.

Pour définir plus complètement une filière, il faut aussi prendre en compte d'autres aspects, notamment :

– le « gainage » des éléments de combustible, destiné à éviter les réactions chimiques entre le combustible et le caloporteur et à retenir les produits de fission ;

– les « absorbants » utilisés pour le pilotage de la réaction en chaîne, les compensations des dérives de réactivité dues aux effets de température et à l'irradiation neutronique, et l'arrêt rapide en cas d'urgence (sûreté).

Sur chacun de ces aspects, les matériaux envisageables sont nombreux : le tableau 29.1 en cite quelques-uns parmi les principaux et ne prétend pas à l'exhaustivité. C'est dire que le nombre de filières qu'on pourrait imaginer est faramineux ! Par exemple, Claude Bienvenu dans son petit livre *L'aventure nucléaire* l'évalue à environ 200 000 !

Tableau 29.1. Principaux matériaux utilisés dans les réacteurs nucléaires.

Matériaux fissiles
Uranium 235 (naturel)
Plutonium 239 (artificiel)
Uranium 233 (artificiel)
Matériaux fertiles
Uranium 238 (donne plutonium 239)
Thorium 232 (donne uranium 233)
Matériaux modérateurs
Eau ordinaire
Eau lourde
Béryllium
Glucine
Graphite
Matériaux caloporteurs
Eau ordinaire (sous pression ou bouillante)
Eau lourde (sous pression ou bouillante)
Liquide organique
Sodium
Plomb ou plomb-bismuth
Gaz carbonique
Hélium
Matériaux de gainage
Acier inoxydable
Magnésium
Zircaloy
Graphite
Matériaux absorbants
Bore 10
Cadmium
Indium
Argent
Hafnium
Gadolinium
Erbium

29.1.2. Les matériaux nucléaires

En ce qui concerne le **combustible**, le tableau 29.2 donne le principal élément de choix : le facteur dit η, nombre de neutrons produits en moyenne par absorption d'un neutron dans la matière considérée.

En effet, en ôtant 1 (correspondant au neutron nécessaire, en moyenne, à l'entretien de la réaction en chaîne à l'équilibre), on obtient le surplus disponible pour tout autre usage : les inévitables captures stériles et fuites ainsi que d'éventuelles utilisations, telles la conversion de matières fertiles en matières fissiles ou l'incinération de déchets nucléaires, etc.

Tableau 29.2. Ordre de grandeur du facteur η des trois principaux noyaux fissiles selon le spectre neutronique.

Noyau	Spectre rapide	Spectre thermique
Uranium 235	1,9	2,1
Plutonium 239	2,4	2,1
Uranium 233	2,3	2,3

On notera, en particulier, qu'il est préférable d'utiliser l'**uranium 235** dans un réacteur à neutrons thermiques plutôt que dans un réacteur à neutrons rapides, mais que c'est l'inverse pour le **plutonium 239**. Le bilan neutronique d'un réacteur à neutrons rapides à plutonium est suffisamment élevé pour que la surgénération – production d'une quantité de plutonium à partir des captures neutroniques par l'uranium 238 supérieure à la consommation dans la réaction en chaîne – soit possible (concrètement, il faut utiliser dans des « couvertures » fertiles, les neutrons qui s'échappent, puis retraiter cœur et couvertures pour récupérer le plutonium, puis le recycler). Cependant, s'il n'y a pas de réacteurs à neutrons rapides disponibles pour recycler le plutonium, cela peut être fait dans des réacteurs à neutrons thermiques, puisque, dans ces conditions, le bilan est assez similaire à celui de l'uranium 235. L'**uranium 233** (artificiel) apparaît comme un excellent combustible, tant en spectre rapide qu'en spectre thermique ; malheureusement, l'amorçage du cycle thorium 232-uranium 233 est difficile, puisque le thorium naturel n'a qu'un seul isotope, le thorium 232, pratiquement jamais fissionné : il faut, au moins au départ, amorcer le cycle avec de l'uranium 235 ou du plutonium.

En ce qui concerne le **modérateur**, le tableau 29.3 donne quelques caractéristiques essentielles.

Tableau 29.3. Quelques caractéristiques des principaux matériaux modérateurs.

Modérateur	Eau ordinaire	Eau lourde	Béryllium	Glucine	Graphite
Masse volumique (g/cm^3)	1,0	1,1	2,4	3,0	1,6
Pouvoir modérateur (cm^{-1})	1,38	0,18	0,16	0,13	0,6
Capture thermique (cm^{-1})	0,021	0,00005	0,001	0,0007	0,0003
Longueur de ralentissement (cm)	5,1	10,6	8,9	10,3	17,6
Longueur de diffusion (cm)	2,8	130	21	30	55

Le **pouvoir modérateur** caractérise la capacité de l'unité de volume du modérateur à ralentir les neutrons ; plus il est élevé, plus le volume de modérateur qu'il faudra associer au combustible sera faible, donc plus le cœur du réacteur pourra être compact. De ce point de vue, l'eau ordinaire s'avère être, et de loin, le meilleur modérateur : l'hydrogène cumule les avantages d'un ralentissement très important des neutrons lors d'une diffusion (collision élastique) et d'une section efficace de diffusion exceptionnellement élevée. (C'est ainsi que l'argument d'une bien plus grande compacité, entraînant des coûts plus faibles, a pu, parmi d'autres, être avancé par ceux qui prônaient les réacteurs à eau au lieu des réacteurs à graphite, lorsque que la France a changé de filière.) La section efficace

de **capture thermique** d'un bon modérateur doit être faible, de façon que ces captures stériles ne dégradent pas de façon excessive le bilan des neutrons thermiques : de ce point de vue, l'eau ordinaire s'avère être, et de loin, le plus mauvais modérateur parmi ceux qui sont décrits dans le tableau ; en particulier, la capture relativement élevée de l'hydrogène exclut définitivement (aujourd'hui, mais pas à l'époque d'Oklo !) la possibilité d'utiliser l'uranium naturel dans un réacteur à eau, alors que cela est possible avec l'eau lourde, le béryllium, la glucine et le graphite. Dans l'argumentation du choix entre les réacteurs à graphite et les réacteurs à eau, il a fallu peser l'avantage de la compacité avec l'inconvénient de l'obligation d'enrichir l'uranium. Les **longueurs de ralentissement et de diffusion** caractérisent de façon approximative les distances parcourues à vol d'oiseau par les neutrons, respectivement pendant le ralentissement et pendant la diffusion à l'état de neutrons thermiques ; les valeurs données ici sont relatives au modérateur seul : la présence du combustible, caractérisé essentiellement par une forte absorption des neutrons thermiques, affecte surtout, en la réduisant, la longueur de diffusion. Une courte longueur de ralentissement traduit un ralentissement efficace (bon pouvoir modérateur) ; une courte longueur de diffusion traduit une capture thermique élevée. La longueur de migration qui caractérise le parcours à vol d'oiseau total se calcule en prenant la racine carrée de la somme des carrés des longueurs de ralentissement et de diffusion.

Le choix d'un **fluide caloporteur** fait intervenir à la fois des propriétés neutroniques – faible capture, et s'il s'agit d'un réacteur à neutrons rapides, faible diffusion – et des propriétés calorifiques. Les aspects liés à la réactivité chimique et aux risques de corrosion peuvent aussi être plus ou moins déterminants.

Les matériaux de **gainage** font aussi intervenir des contraintes de capture neutronique, de tenue mécanique et thermique, et de chimie. La mise au point d'alliages, tel le Zircaloy utilisé dans les réacteurs à eau ou l'acier inoxydable utilisé dans les réacteurs à neutrons rapides, résistant convenablement à l'irradiation neutronique intense et de longue durée, a nécessité et nécessite encore d'importants programmes de recherche et développement et de coûteuses irradiations dans des réacteurs expérimentaux. Noter que le choix de la **matrice combustible** pose des problèmes de nature similaire, sans compter ceux liés à la conductibilité thermique, à la rétention des produits de fission et à la possibilité de retraitement.

Le choix des **absorbants**, enfin, est souvent, lui aussi, délicat : il faut concilier un objectif neutronique – efficacité suivant l'énergie des neutrons, caractère consommable, etc. – avec des considérations de tenue mécanique, de possibilité de fabrication, d'incidence sur les coefficients de température, etc. Dans les réacteurs à eau sous pression, par exemple, on adopte le bore sous forme d'acide borique en solution dans l'eau pour la compensation d'effets en réactivité (empoisonnement par le xénon 135, usure du combustible), un alliage d'argent, d'indium et de cadmium (AIC) pour les crayons des grappes de commande (pilotage et sûreté), et l'oxyde de gadolinium comme poison consommable (l'erbium est également étudié).

29.1.3. Le choix des filières

Parmi les dizaines de milliers de filières concevables, seules quelques centaines ont été effectivement plus ou moins étudiées, et seules quelques dizaines ont fait l'objet de réalisations concrètes. Au terme de cette très sévère sélection – sur des critères techniques, économiques et industriels –, moins d'une dizaine de filières ont atteint un stade industriel : ce sont, selon un consensus généralement admis mais sur lequel on peut discuter, celles qui apparaissent dans le tableau 27.2. Ces filières principales seront décrites une par une dans

Tableau 29.4. Ordres de grandeur des puissances volumiques et des rendements thermodynamiques pour les principales filières industrielles.

Filière	Puissance volumique (MWt/m^3)	Rendement thermodynamique (%)	Remarque
Magnox, UNGG	1	30	Permet U naturel
AGR	2	41	
RBMK	6	31	
REP, VVER	100	33	Également filière navale
REB	50	33	
Candu	12	29	Permet U naturel
HTR	8	45	Cœur très réfractaire
RNR	500	40	Permet la surgénération

la suite de ce document. Pour en avoir d'emblée un aperçu général, ou pourra noter dans le tableau 29.4 ci-dessus les ordres de grandeur de la puissance volumique (ce paramètre est un indicateur de la compacité des réacteurs des diverses filières) et du rendement thermodinamique (paramaètre indicateur de la température de sortie du colporteur).

29.2. Réacteurs à eau sous pression

29.2.1. Aperçu historique

Les réacteurs à eau sont d'abord apparus aux États-Unis dans les années qui ont suivi la deuxième guerre mondiale : lors du projet Manhattan, les Américains avaient acquis la technique de l'enrichissement de l'uranium, ce qui permettait d'envisager ce modérateur compact et bon marché, mais incompatible avec l'uranium naturel.

C'est d'abord l'objectif du moteur nucléaire de sous-marins – présentant une autonomie de plusieurs mois et l'absence de tout gaz d'échappement – qui a été visé, sous l'impulsion vigoureuse de l'amiral Hyman Rickover. Le *Nautilus* sera lancé le 21 janvier 1954. Très vite, le même Rickover fera la transition vers le réacteur électronucléaire : le 2 décembre 1957, quinze ans exactement après l'expérience décisive de Fermi, le réacteur de *Shippingport*, de 60 MWe, sera mis en service par la société Westinghouse. De nouvelles réalisations suivront, par la même société et d'autres, aux États-Unis, en Europe, puis en Asie et ailleurs, dans les deux variantes, eau sous pression et eau bouillante. La technologie VVER mise au point par l'Union Soviétique est très similaire à celle des REP.

29.2.2. Les réalisations de Framatome

L'un des programmes les plus remarquables de développement de réacteurs à eau sera le programme français, initié par le plan Messmer du 6 mars 1974, commandité par Électricité

Tableau 29.5. Les réacteurs à eau sous pression réalisés par Framatome.

Pays	Nombre de réacteurs	Puissance (MWe)
France	34	900
	20	1 300
	4	1 450
Afrique du Sud	2	900
Corée du Sud	2	900
Chine	4	900

de France et réalisé par Framatome (aujourd'hui dans le groupe Areva) : cette jeune société, qui venait d'acquérir la licence PWR (pressurized water reactor) de Westinghouse, se développa rapidement et « francisa » la technologie pour se dégager de cette licence sous la dénomination REP (réacteur à eau sous pression). En à peine plus de vingt ans, elle construira 66 réacteurs de cette filière, dont 58 en France.

Un développement mené en commun par la France (Framatome) et l'Allemagne (Siemens) a permis de mettre au point l'EPR (european pressurized reactor), qui est un REP amélioré en termes de sûreté, de coût, d'économie d'uranium et de durée de vie. Un EPR a été commandé par la Finlande pour son site d'Olkiluoto, et un second vient d'être confirmé (11 avril 2007) en France à Flamanville. Ce dernier devrait permettre de qualifier ce produit pour le renouvellement du parc électronucléaire français qui devrait intervenir à partir de 2020 environ, avant qu'à plus longue échéance soient introduits des réacteurs plus performants de « quatrième génération ».

29.2.3. Description d'un réacteur à eau sous pression de Framatome

La figure 27.5 placée dans la partie précédente donne le schéma de principe général d'un réacteur à eau sous pression. La figure 29.1 ci-après donne une idée de la façon dont les différents composants sont organisés dans l'espace.

On remarquera que la centrale nucléaire est conçue autour de trois circuits successifs :

1) Le **circuit primaire** est un circuit d'eau restant normalement liquide grâce à une pression de quelque 150 bars assurée par le pressuriseur placé sur l'une des branches de ce circuit. Refoulée par les pompes primaires, l'eau entre dans le cœur à environ 280 °C et s'y échauffe d'une quarantaine de degrés en montant dans le cœur le long des crayons des assemblages. À la sortie du cœur l'eau est répartie entre trois ou quatre boucles selon qu'il s'agit d'un réacteur de 900 MWe ou de 1 300 ou 1 450 MWe, placés respectivement à 120 ou 90 degrés, chacune allant vers un générateur de vapeur (échangeur thermique).

2) Le **circuit secondaire** alimente en eau liquide chacun des générateurs de vapeur où la chaleur s'échange entre l'eau du circuit primaire (passant par quelques milliers de tubes en forme de « U » renversé) et celle du circuit secondaire passant entre ces tubes. Cette dernière se vaporise à la traversée du générateur de vapeur. À la sortie des générateurs de vapeur, les tuyauteries sont regroupées pour envoyer la vapeur dans une série de turbines haute et basse pression ; celles-ci sont couplées à l'alternateur sur un même arbre. À la sortie des turbines basse pression, la vapeur est envoyée dans le condenseur où elle

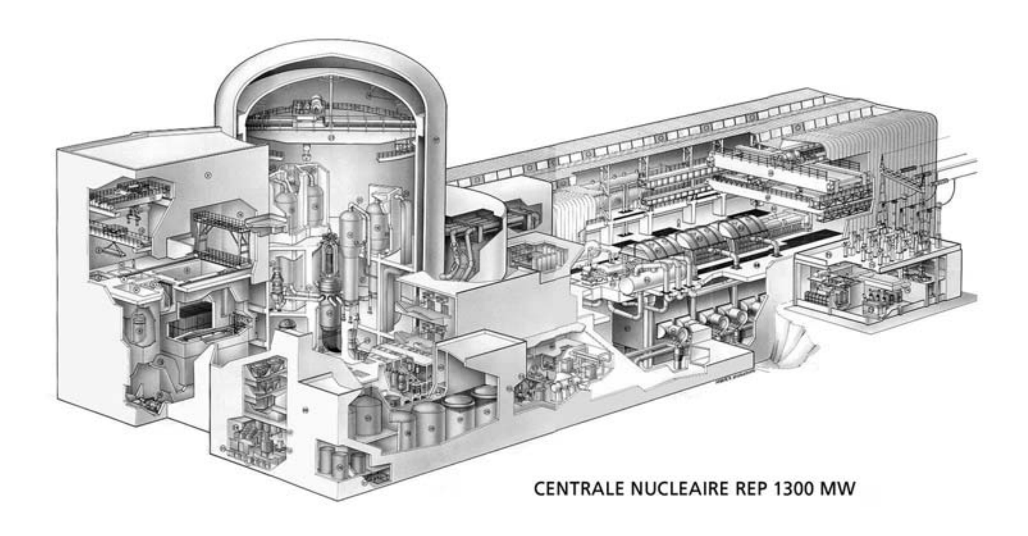


Figure 29.1. Réacteur à eau sous pression : schéma général. © dr

repasse en phase liquide avant d'être reprise par les pompes alimentaires et renvoyée dans les générateurs de vapeur.

3) Contrairement aux deux précédents, le **circuit tertiaire**, qui refroidit le condenseur, est un circuit ouvert sur l'environnement. Suivant les sites, c'est l'eau d'un fleuve, de la mer ou d'un circuit partiellement fermé, lui-même refroidi par aéroréfrigérants (grandes tours creuses en forme d'hyperboloïdes jouant un rôle de cheminée).

Environ un tiers de l'énergie produite par les fissions est converti en électricité et les deux tiers sont évacués au niveau de ce troisième circuit. L'échauffement de l'eau du circuit tertiaire n'excède pas quelques dizaines de degrés, et cette chaleur a peu d'usages possibles, hormis des serres de maraîchers ou des piscines d'élevage.

La partie classique (turbines, alternateur et condenseur), qui ne présente par de danger de radioactivité, est placée dans la salle des machines ; la partie proprement nucléaire (cœur, générateurs de vapeur et organes associés tels le pressuriseur et les pompes primaires se trouvent dans le bâtiment du réacteur (on dit souvent aussi « bâtiment réacteur »). Celui-ci est formé par une enceinte (ou double enceinte pour les centrales les plus récentes) de forme cylindrique, étanche et capable de résister à la surpression qu'occasionnerait un accident de fusion du cœur. L'accident de Three Mile Island, aux États-Unis, survenu en 1976, au cours duquel pratiquement aucune radioactivité n'a été relâchée dans l'environnement malgré la fusion d'une proportion importante du cœur, a montré l'efficacité de cette troisième et ultime barrière après ruptures de la première barrière représentée par les gaines des crayons de combustible et de la seconde barrière représentée par le circuit primaire. (*A contrario*, l'accident de Tchernobyl a eu des conséquences beaucoup plus graves à cause de l'absence d'une telle enceinte de confinement.) Accolé au bâtiment du réacteur se trouve un bâtiment nucléaire auxiliaire destiné à l'entreposage des assemblages de combustible frais (avant chargement en cœur) et irradié (« refroidissement » pendant au moins quelques mois avant envoi au retraitement).

Les figures suivantes 29.2 à 29.8 détaillent les principaux composants.

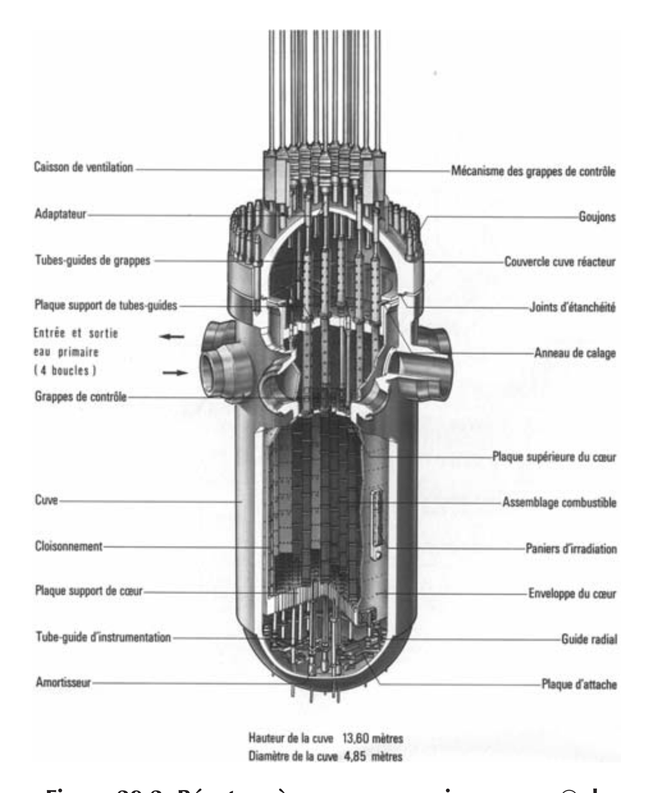


Figure 29.2. Réacteur à eau sous pression : cuve. © dr

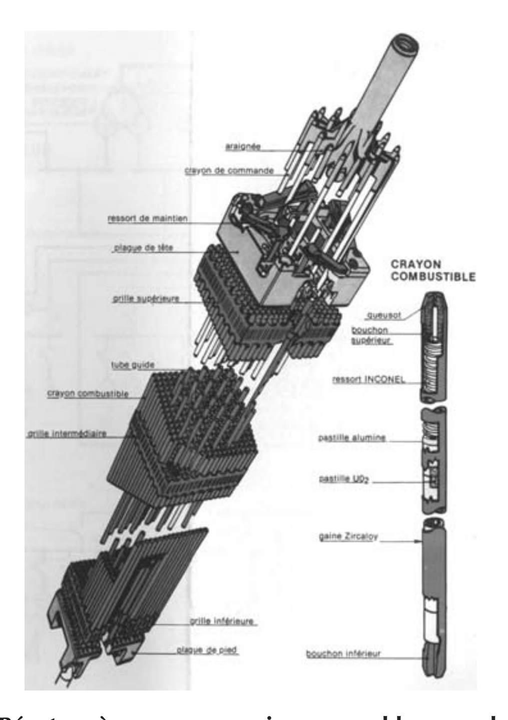


Figure 29.3. Réacteur à eau sous pression : assemblage combustible. © dr

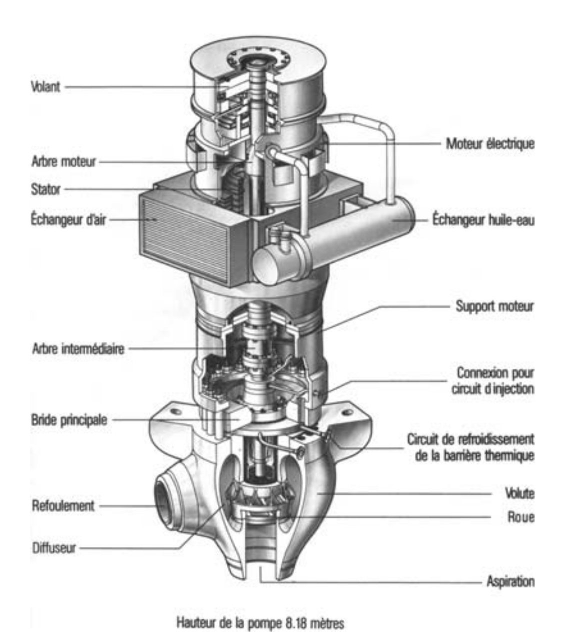


Figure 29.4. Réacteur à eau sous pression : pompe primaire. © dr

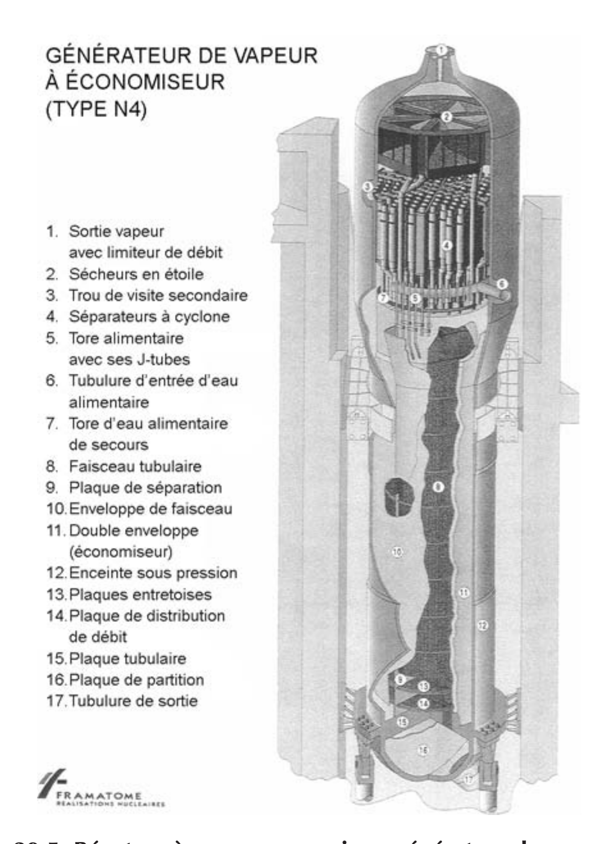


Figure 29.5. Réacteur à eau sous pression : générateur de vapeur. © dr

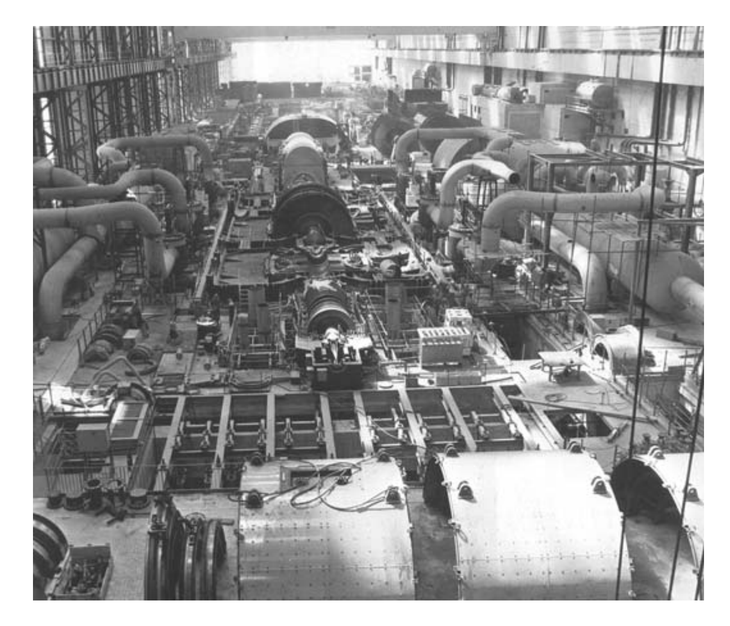


Figure 29.6. Réacteur à eau sous pression : salle des machines. © dr

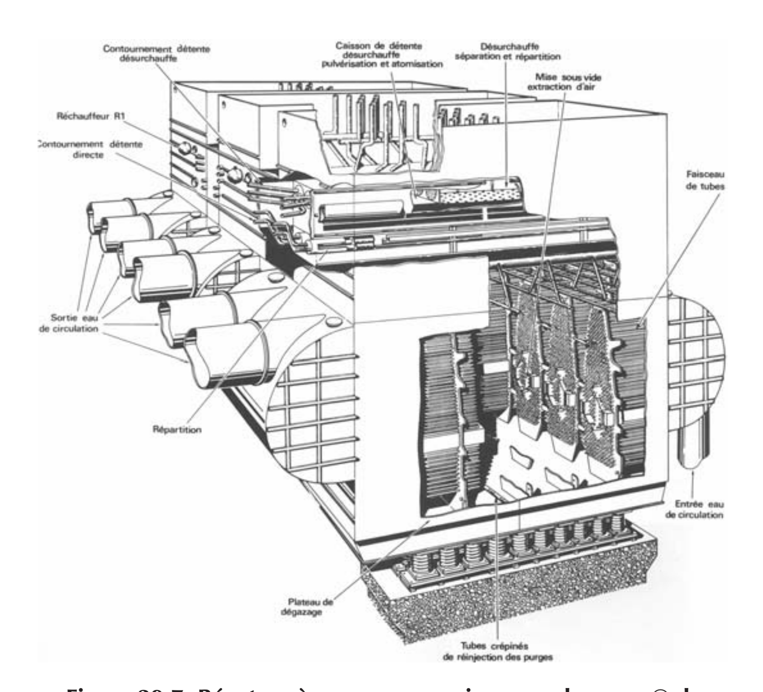


Figure 29.7. Réacteur à eau sous pression : condenseur. © dr

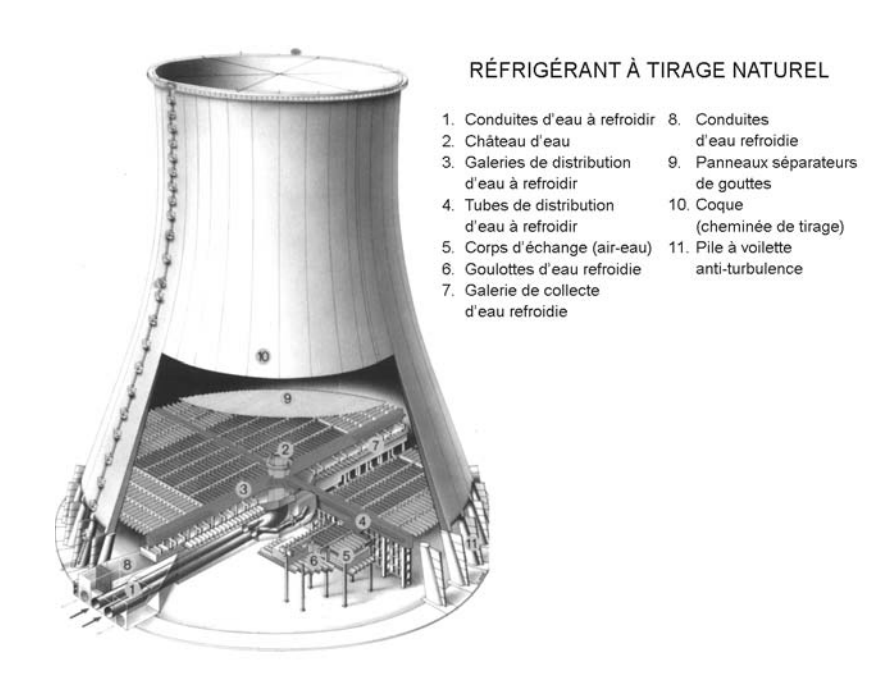


Figure 29.8. Réacteur à eau sous pression : réfrigérant atmosphérique. © dr

Les mécanismes actionnant les grappes de commande sont placés sur le couvercle de la cuve, et le système d'instrumentation interne du cœur permet de faire pénétrer à travers la partie inférieure de la cuve des « chambres à fission » pouvant mesurer, en marche, le flux neutronique dans le cœur.

La figure 29.9 montre de façon schématique la disposition des assemblages dans le cœur (il y en a 157 pour un réacteur de 900 MWe, 193 pour un réacteur de 1 300 MWe et 205 pour un réacteur de 1 450 MWe, cas de la figure). Globalement, le cœur est à peu près un orthocylindre de 4 m de hauteur et de 4 m de diamètre environ.

Le détail d'un assemblage de combustible est présenté sur la figure 29.3 (attention ! seules sont représentées les extrémités et une petite partie centrale). L'ensemble fait environ 4 m de hauteur (12 pieds pour les assemblages de réacteurs de 900 MWe et 14 pieds pour les réacteurs de 1 300 et 1 450 MWe) et un peu plus de 20 cm par 20 cm en section droite.

L'assemblage est constitué de 17 rangées de 17 crayons, soit 289 crayons, chacun faisant toute la hauteur de l'assemblage. Deux cent soixante-quatre de ces crayons sont des crayons de combustible ; chacun est un tube de zircaloy dans le quel ont été empilées, sur toute la hauteur active, des pastilles (petits cylindres d'oxyde d'uranium, compactés et frittés, d'environ 8 mm de diamètre et d'un peu plus d'un centimètre de hauteur). Vingt-quatre autres crayons (voir la figure 29.10) sont des tubes vides assurant la rigidité mécanique de l'ensemble et pouvant recevoir les vingt-quatre crayons absorbants d'une grappe de commande. Le tube central, enfin, sert au passage d'une chambre à fission de mesure de flux. Les grilles, placées environ tous les soixante centimètres, permettent de maintenir tous ces crayons et assurent également un brassage de l'eau pour un refroidissement plus efficace. L'eau circule, en effet, entre les crayons, du bas vers le haut, à environ 4 m/s.

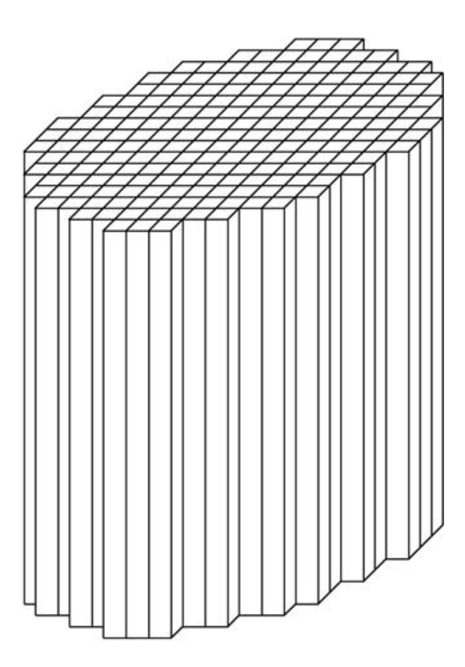


Figure 29.9. Réacteur à eau sous pression : disposition des assemblages dans le cœur. © dr

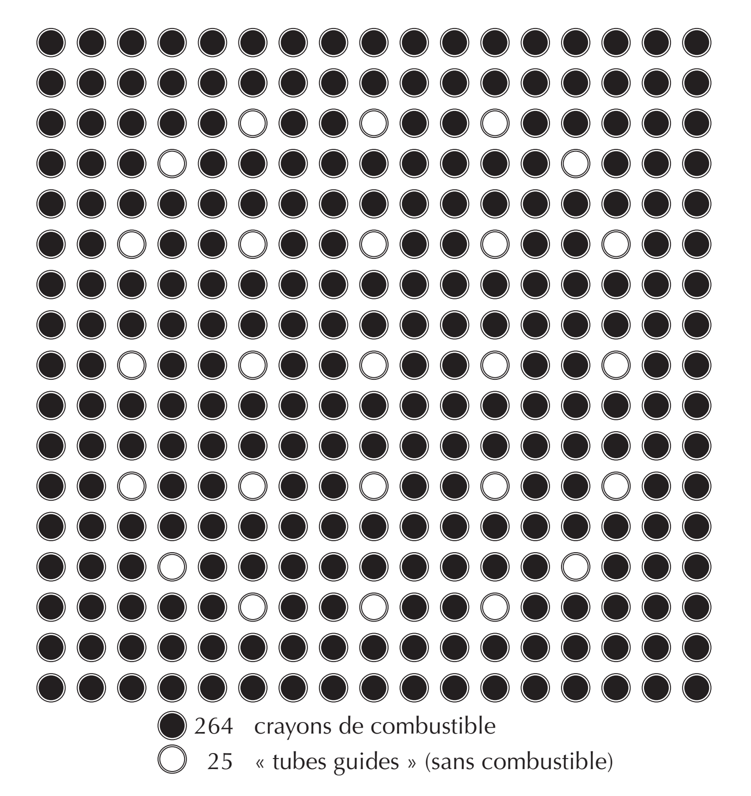


Figure 29.10. Réacteur à eau sous pression : schéma de la section droite d'un assemblage de combustible. © dr

Remarquer qu'il n'y a pas de cloisonnement entre les assemblages, mais seulement un faible jeu de l'ordre du millimètre, suffisant pour permettre l'insertion ou l'extraction d'un assemblage.

Comme cela a été expliqué au chapitre 27, les réacteurs industriels du type REP sont gérés par fraction de cœur (tiers ou quart) selon une fréquence approximativement annuelle ou un peu plus longue. En effet, une cuve fermée et pressurisée ne permet pas d'envisager un renouvellement du combustible en marche.

Lors de chaque arrêt (quelques semaines, pendant lesquelles on en profite pour faire aussi des opérations de maintenance), la cuve est ouverte et le cœur entièrement déchargé. Dans une gestion par tiers, par exemple, un tiers des assemblages – ceux qui ont subi trois cycles et qui sont les plus irradiés – est déchargé définitivement. Les deux autres tiers sont remis en cœur, mais chaque assemblage dans une position différente de celle qu'il occupait précédemment. Le chargement est complété par un tiers d'assemblages neufs. Le plan de rechargement est soigneusement élaboré pour optimiser la distribution du flux neutronique, donc de la puissance, au cours du cycle à venir.

Depuis une vingtaine d'années, une partie du plutonium récupéré au retraitement des assemblages standards des REP est recyclé dans certains réacteurs (en France, aujourd'hui, seulement dans des tranches de 900 MWe, les autres n'ayant pas été autorisées à cette opération par l'Autorité de sûreté). Ce recyclage se fait en remplaçant l'oxyde d'uranium légèrement enrichi des assemblages standards par un mélange, dit MOX, d'oxydes d'uranium naturel ou appauvri et d'oxyde de plutonium, ce dernier à raison de quelques pour cent.

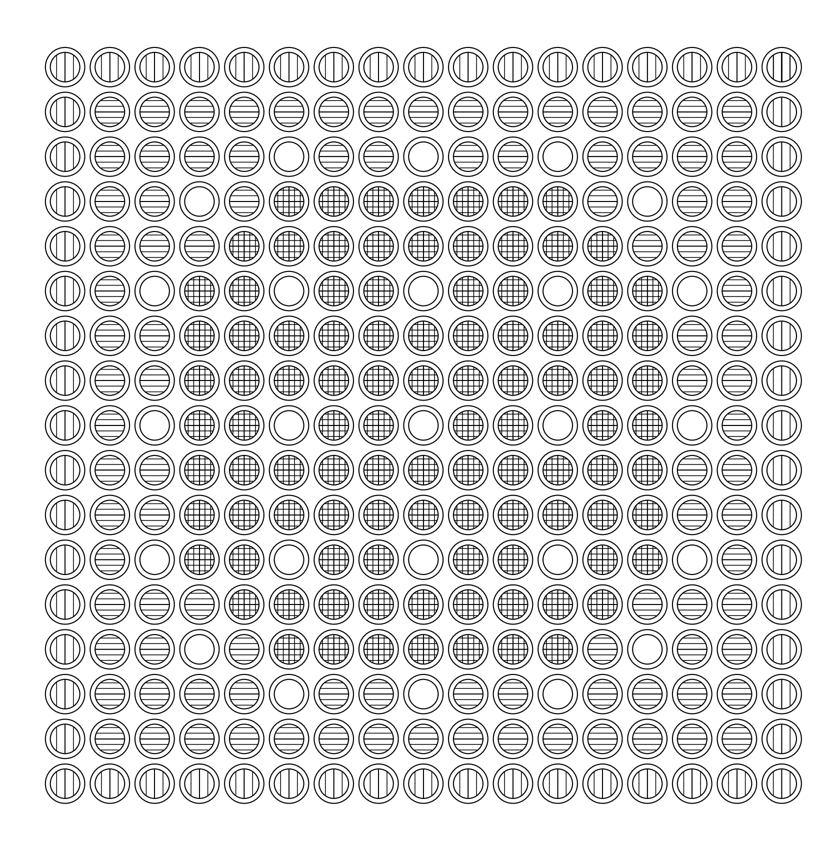
Les REP ne peuvent pas, faute d'un nombre suffisant de grappes de commande, accepter un cœur MOX complet. En pratique, on y place un tiers d'assemblages MOX et deux tiers d'assemblages standards. Pour atténuer les discontinuités des propriétés neutroniques aux interfaces, on est obligé, dans ces conditions, de pratiquer un zonage des assemblages à plutonium, en mettant en périphérie (face aux assemblages standards) des crayons moins chargés en plutonium et au centre, pour compenser, des crayons plus chargés. La figure 29.5 montre le zonage qui a été pratiqué au début ; un schéma légèrement différent a été proposé ensuite par Framatome.

29.3. Réacteurs navals

29.3.1. Généralités

La propulsion nucléaire assure une autonomie d'énergie pendant plusieurs années, sans aucune commune mesure avec celle que permettent les sources d'énergie classiques ; cela s'avère particulièrement intéressant pour les sous-marins et également pour les navires polaires (brise-glaces).

Depuis le lancement du *Nautilus* par les États-Unis en 1954, plus de cinq cents sous-marins, dix porte-avions et douze navires commerciaux à propulsion nucléaire ont été réalisés. Hormis quelques sous-marins soviétiques, aujourd'hui désarmés, équipés d'un réacteur à neutrons rapides refroidi au plomb-bismuth, toutes ces chaudières embarquées sont du type eau sous pression, avec, au fil des années, des améliorations de conception pour en accroître la compacité.



64 crayons à 3,35 % de plutonium

100 crayons à 5,10 % de plutonium

100 crayons à 6,75 % de plutonium

25 « tubes guides » (sans combustible)

Figure 29.11. Réacteur à eau sous pression : schéma d'un assemblage de combustible MOX.

Les deux grandes variantes des réacteurs navals sont (figure 29.12) la propulsion turbomécanique – couplage direct de la turbine à l'hélice – et la propulsion turboélectrique, pour laquelle la turbine entraîne un alternateur qui produit l'électricité nécessaire au moteur actionnant l'hélice. Dans les deux cas, il y aussi un alternateur produisant l'électricité nécessaire à l'ensemble des autres installations à bord.

29.3.2. Le programme naval français

Le tableau 29.6 suivant énumère l'ensemble des réalisations françaises en ce domaine, réparties entre sous-marins lanceurs d'engins (SNLE) – les trois premiers aujourd'hui déclassés –, sous-marins d'attaque (SNA) et le porte-avions. Six nouveaux sous-marins – programme Barracuda – sont prévus pour rénover la flotte des SNA.

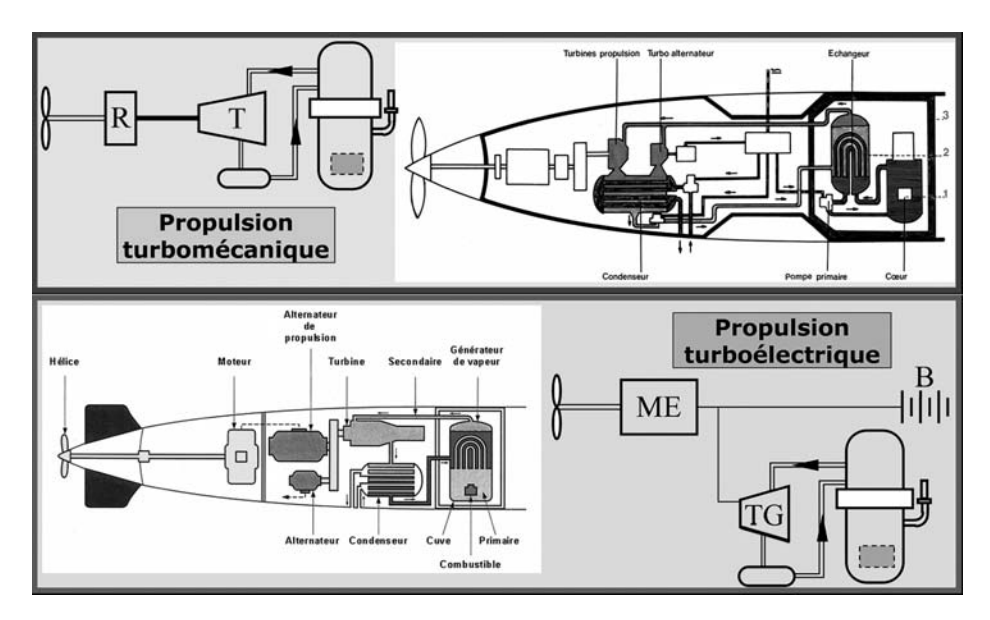


Figure 29.12. Propulsion des sous-marins nucléaires. © dr

29.3.3. Quelques aspects techniques

La pression de vapeur est de l'ordre d'une trentaine de bars, à comparer à 70 bars environ pour les centrales électronucléaires de grande puissance : ce choix correspond au

Tableau 29.6. Navires français à propulsion nucléaire.

Navire	Mise en service	Retrait
Sous-marins lanceurs d'engins		
Le Redoutable	1971	1991
Le Terrible	1973	1996
Le Foudroyant	1974	1998
L'Indomptable	1976	2004
Le Tonnant	1980	2000
L'Inflexible	1985	–
Le Triomphant	1996	–
Le Téméraire	1999	–
Le Vigilant	2004	–
Sous-marins d'attaque		
Le Rubis	1983	–
Le Saphir	1984	–
Le Casabianca	1987	–
L'Émeraude	1988	–
L'Améthyste	1992	–
La Perle	1993	–
Porte-avions		
Charles-de-Gaulle	1999	–

minimum de masse de l'ensemble nucléaire, y compris les protections contre les rayonnements. La conception générale cherche à assurer un fonctionnement très stable (grâce aux coefficients de température), une grande capacité aux changements rapides de régime exigés pour un navire militaire et un risque d'arrêt intempestif faible, cela même en cas de roulis ou de tangage importants. Pour un sous-marin, tenu à une très grande discrétion acoustique, les vibrations doivent être réduites le plus possible.

Pour les premiers SNLE, on avait un système à boucles (deux boucles) assez similaires à celui des réacteurs électronucléaires ; on a ensuite mis au point un système où le cœur et le générateur de vapeur sont intégrés en un ensemble beaucoup plus compact, plus facile à loger dans l'emplacement cylindrique relativement étroit d'un sous-marin.

Le combustible est, comme pour les REP, de l'oxyde d'uranium faiblement enrichi (3,5 à 6 %), avec un gainage en Zircaloy ; mais on adopte une géométrie en forme de plaques plutôt que de crayons. L'acide borique en solution, qui suppose un traitement chimique, donc des installations encombrantes, n'est pas utilisé ; les compensations des variations de réactivité sont réalisées grâce à des poisons consommables et aux barres de commande.

Le cœur, conçu pour pouvoir fonctionner plusieurs années, est, lorsque nécessaire, renouvelé en bloc.

29.4. Réacteurs à eau bouillante

29.4.1. Généralités

Le développement des réacteurs à eau bouillante remonte aux mêmes années que celui des réacteurs à eau sous pression, c'est-à-dire aux années 1950, et s'est poursuivi ensuite de façon parallèle. Si la France a envisagé de développer les deux sous-filières, après l'abandon des réacteurs à graphite et uranium naturel, seuls les réacteurs à eau sous pression ont finalement été construits. En revanche, dans bien d'autres pays qui se sont équipés en centrales électronucléaires, par exemple les États-Unis ou le Japon, les deux sous-filières coexistent. Le parc actuel des réacteurs à eau bouillante (REB) représente à peu près la moitié de celui des réacteurs à eau sous pression (REP).

Contrairement aux réacteurs à eau sous pression relativement standardisés, les réacteurs à eau bouillante se caractérisent par des très nombreuses variantes technologiques. Le lecteur devra avoir cela présent à l'esprit à l'examen des figures ci-dessous : elles se sont que des exemples.

29.4.2. Schéma de principe

La figure 29.13 donne le schéma de principe du concept « réacteur à eau bouillante » ; on pourra le comparer au « réacteur à eau sous pression » présenté à la figure 27.5. On voit qu'il y a maintenant non pas trois mais deux circuits seulement. En effet, au contraire du REP dans lequel on évite, grâce à une pression de plus de 150 bars, l'ébullition dans le cœur, on va ici laisser bouillir l'eau dans le cœur, en adoptant une pression de

l'ordre de 70 bars seulement. En quelque sorte, le cœur d'un REB est aussi un générateur de vapeur.

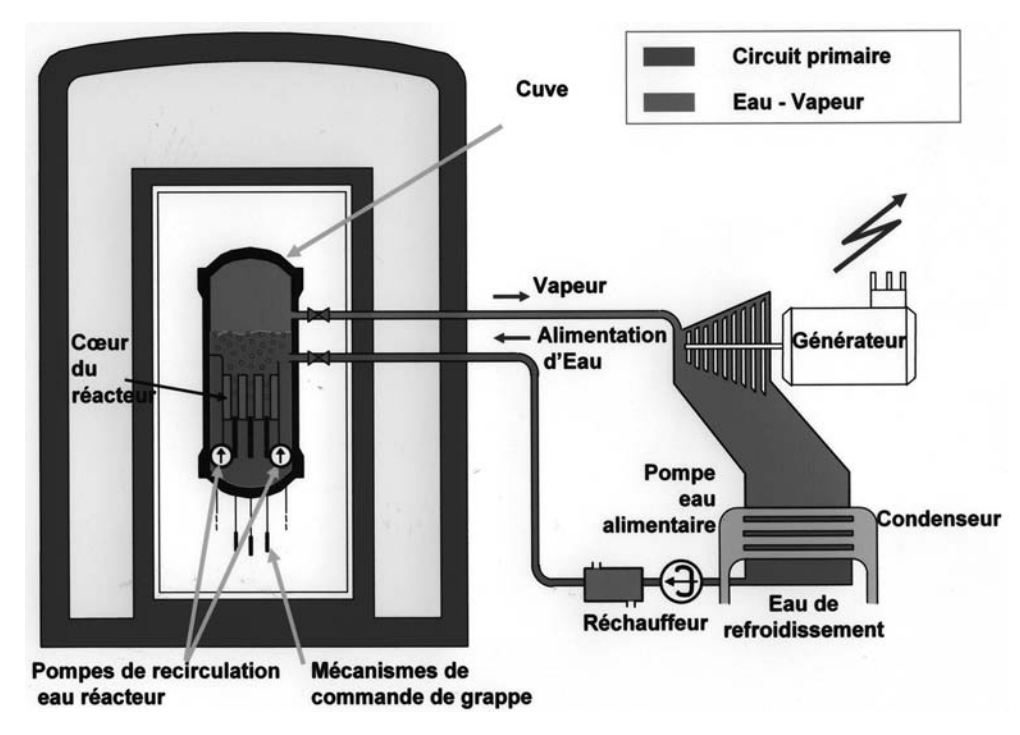


Figure 29.13. Schéma de principe d'un réacteur à eau bouillante. © dr

Cette vaporisation n'est pas complète : le taux de vide, nul au bas du cœur, atteint environ 70 % au haut. Il faut donc placer un organe (passif), le **séparateur**, assurant la séparation des deux phases. La vapeur (d'une qualité thermodynamique analogue à celle des REP, soit environ 300 degrés et 70 bars) est envoyée aux turbines ; la phase liquide est reprise par les pompes et renvoyée directement dans le cœur (il y a quelques variantes de détail à ce niveau selon les constructeurs).

Comme pour les REP, la vapeur est condensée à la sortie des turbines ; le circuit de refroidissement du condenseur (vers l'environnement) est similaire.

Le schéma du REB est donc plus simple que celui du REP, puisque basé sur deux circuits au lieu de trois. Pourquoi n'est-il pas systématiquement adopté ? La raison en est qu'à cet avantage de simplicité sont associés deux inconvénients qu'il faut mettre en balance (et qui font que les deux concepts ont eu chacun leurs promoteurs et ont connu un développement industriel analogue) :

– Le premier inconvénient est celui d'un cœur plus gros, d'une puissance spécifique plus faible (d'un facteur deux environ), et donc d'une cuve plus volumineuse, a priori plus coûteuse à fabriquer bien qu'elle doive résister à une pression moindre. Cela est dû à la neutronique : au même volume de combustible et, approximativement, le même nombre de crayons et la même puissance, il faut associer un volume d'eau plus important, puisque celle-ci est, en moyenne, nettement moins dense.

– Le second inconvénient tient aux problèmes de radioprotection : l'eau du circuit primaire, traversant le cœur, est légèrement radioactive à cause de quelques produits de corrosion susceptibles de s'activer sous flux neutronique et, surtout, de la formation d'azote 16 par réaction (n, p) sur l'oxygène de l'eau. L'azote 16 se désintègre avec une période de 7 secondes en émettant un rayonnement gamma dur ; 7 secondes, c'est à peu près le temps qu'il faut pour transporter l'azote 16 du cœur à la turbine. Il faut donc, dans un REB, prendre des mesures de radioprotection au niveau des turbines, alors que dans un REP le circuit secondaire passant dans les turbines est normalement totalement isolé du circuit primaire traversant le cœur.

29.4.3. Quelques aspects techniques

La figure 29.14 montre, sur l'exemple de l'ABWR l'organisation générale d'une centrale REB. Malgré la faible activité de la vapeur, les turbines et l'alternateur sont, comme pour les REP, placés à l'extérieur de l'enceinte de confinement : celle-ci ne contient que la cuve et les deux boucles de recirculation.

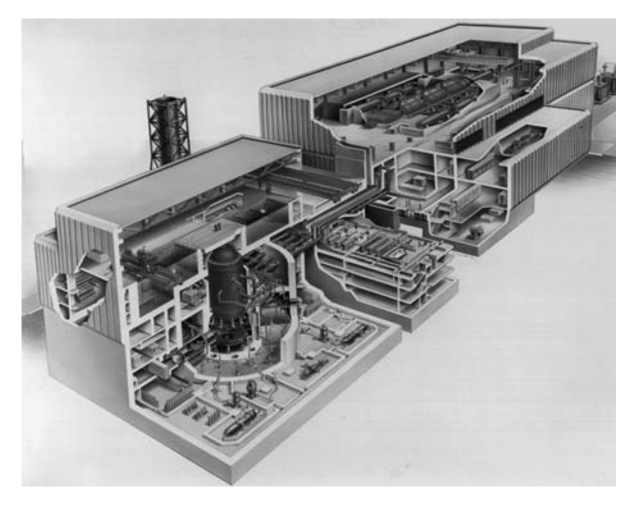


Figure 29.14. Écorché d'une centrale électronucléaire ABWR. © dr

La figure 29.15 montre, sur le même exemple, l'ensemble des composants situés dans la cuve.

La présence du séparateur, en haut de la cuve, ne permet pas, comme dans les REP, l'introduction des éléments de commande par le haut : ceux-ci – dans le cas présent non pas des grappes comme dans les REP mais des croix absorbantes – sont introduits par le bas grâce à des mécanismes placés sous la cuve.

Il existe une très grande variété d'assemblages de combustible. La figure 29.16 en montre un exemple, présenté en perspective. On notera que, contrairement au cas des REP, chaque assemblage est enfermé dans un boîtier individuel facilitant la manutention et empêchant les courants transverses de caloporteur. Les assemblages contiennent des crayons d'oxyde d'uranium, parfois à plusieurs teneurs en isotope 235, certains avec du

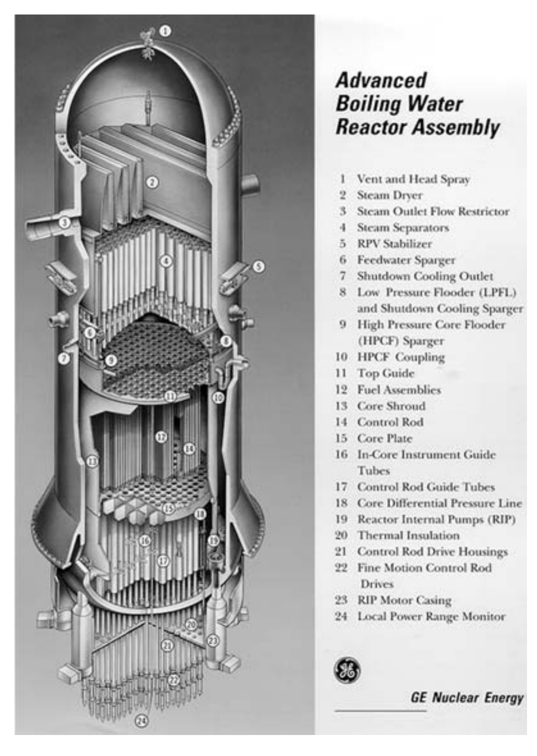


Figure 29.15. Cuve et internes d'un ABWR. © dr

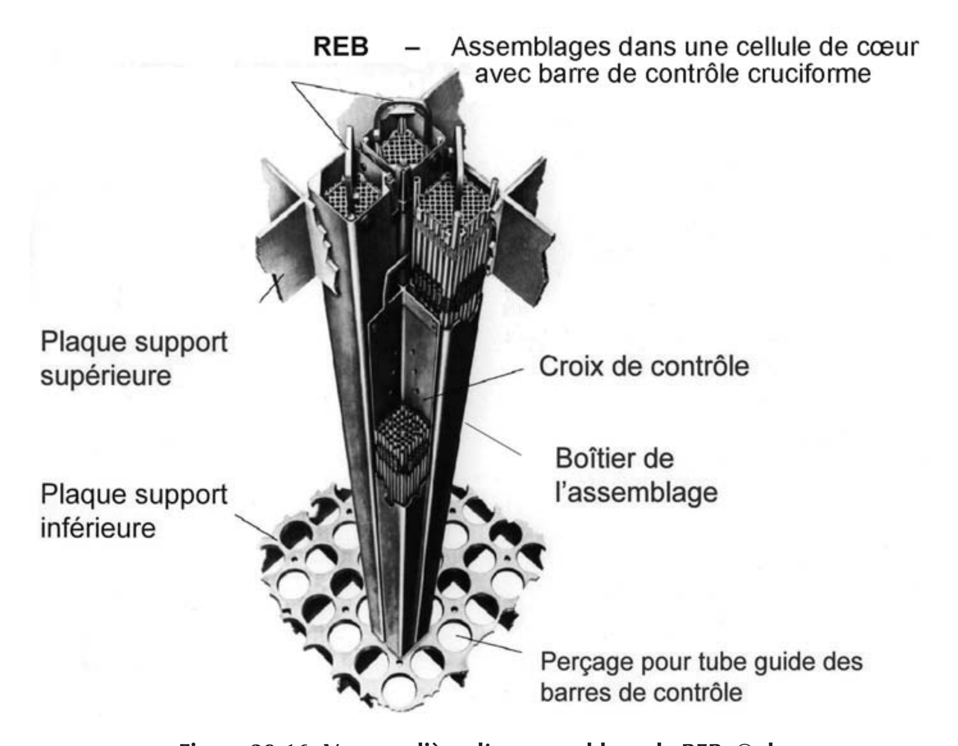


Figure 29.16. Vue cavalière d'un assemblage de REB. © dr

poison consommable (gadolinium) et éventuellement du MOX et des « trous d'eau » (emplacement sans crayon). Les gaines sont en Zircaloy comme celles des REP.

Les éléments absorbants cruciformes de commande viennent s'insérer entre quatre assemblages (voir la figure 29.17).

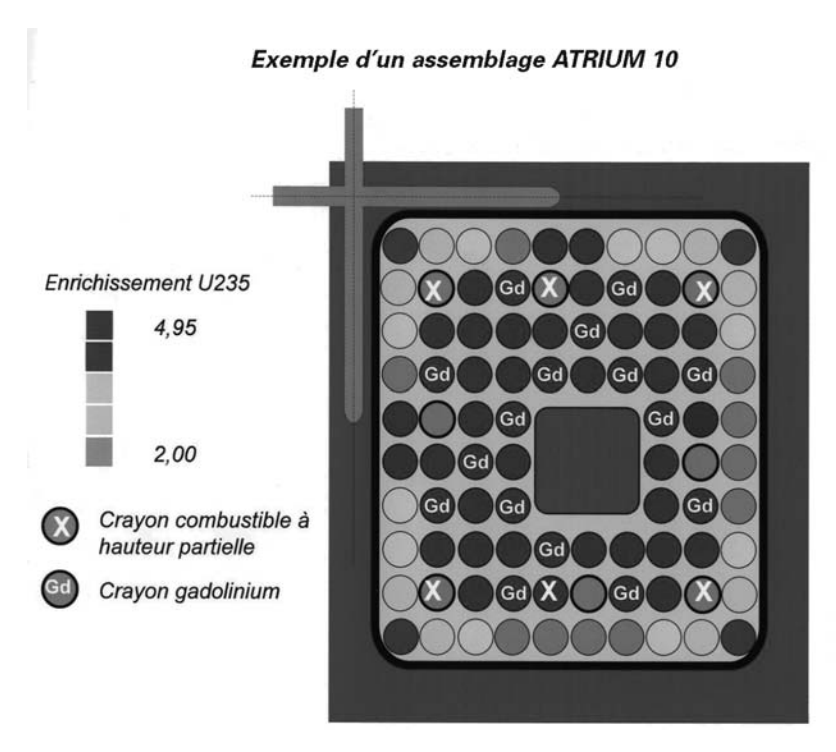


Figure 29.17. Schéma en section droite d'un assemblage de REB – ici Atrium 10 de Framatome. © dr

Lorsque les éléments absorbants sont retirés, une lame d'eau relativement importante apparaît entre les assemblages (n'étant pas en contact direct avec le combustible, cette eau n'est pas vaporisée) : cela crée une remontée de flux neutronique qui pourrait induire un « pic » de puissance prohibitif sur les crayons voisins. C'est pour cette raison qu'un zonage d'enrichissement (ou de teneur en plutonium dans le cas du MOX) est systématiquement fait, et que les emplacements des crayons consommables sont optimisés. Ce poison permet le limiter les excédents de réactivité en début de cycle, qui ne peuvent pas, comme dans le cas des REP, être compensés par du bore en solution.

Le remplacement des combustibles usés par des assemblages frais se fait évidemment à l'arrêt comme pour les REP et pour la même raison d'inaccessibilité dans la cuve pendant le fonctionnement. La gestion du cœur se fait aussi par fraction, en général par quart de cœur avec quatre « tours » approximativement annuels.

En général, l'enrichissement initial de l'uranium (ou la teneur en plutonium) et, par conséquent, l'énergie produite par unité de masse (combustion spécifique) est, en moyenne, un peu plus faible que pour les REP.

29.5. Réacteurs à eau lourde

29.5.1. Généralités

Pour ses premières réalisations de « piles atomiques » expérimentales – Zoé (EL1) à Fontenay-aux-Roses, puis EL2 et EL3 à Saclay – la France a utilisé l'eau lourde pour modérer les neutrons dans un système à uranium naturel ; hormis le prototype EL4, elle choisit ensuite la filière uranium naturel-graphite-gaz, avant d'adopter finalement les réacteurs à eau sous pression. Quelques autres pays se sont aussi plus ou moins intéressés aux réacteurs à eau lourde. Seul le Canada les a réellement développés à grande échelle avec le système CANDU.

Dans les filières des réacteurs à eau ordinaire dont nous venons d'examiner les différentes variantes, les rôles de modérateur et de caloporteur sont confondus : le même fluide, en l'occurrence l'eau ordinaire, pressurisée ou bouillante suivant les cas, assure ces deux fonctions à la fois.

Ce ne sera plus le cas pour les autres filières à neutrons thermiques que nous allons présenter maintenant. Dans les réacteurs CANDU, le modérateur et le caloporteur sont encore constitués du même matériau, l'eau lourde, mais dans des conditions physiques et thermodynamiques différentes. Dans d'autres variantes de réacteurs à eau lourde que nous n'évoquons que pour mémoire, un autre caloporteur peut être adopté, par exemple le gaz carbonique (choix qui avait été fait dans le réacteur français EL4 des Monts d'Arrée (70 MWe), aujourd'hui démantelé). Dans les réacteurs modérés au graphite, le caloporteur est forcément différent.

Le système CANDU (comme Canada, deutérium et uranium naturel) a été développé spécifiquement au Canada, pour ses propres installations et à l'exportation (Corée, Inde, Europe de l'Est, etc.). Ce choix est la suite logique des expériences critiques à eau lourde et à uranium naturel réalisées dans ce pays pendant la guerre. C'est ce système qui sera rapidement décrit ici.

29.5.2. Schéma de principe

L'idée directrice de ce système est l'utilisation d'un modérateur (eau lourde) non pressurisé et de tubes de force pour les éléments de combustible et le caloporteur (tube de force : tube susceptible de résister à une température et à une pression élevées).

Les figures 29.18 et 29.19 montrent comment cette idée est concrétisée. L'eau lourde modératrice est contenue dans une cuve (dite calandre) traversée par quelques centaines de tubes de force horizontaux, ou canaux, en alliage zirconium-niobium. Dans chacun d'eux circule de l'eau lourde de refroidissement des éléments de combustible (les températures et pressions sont du même ordre de grandeur que celles adoptées dans les réacteurs à eau ordinaire) ; la circulation est alternée d'un canal au suivant ; ces flux sont regroupés et envoyés vers deux ou quatre générateurs de vapeur (analogues, ainsi que les pompes primaires et le pressuriseur à ce qui se fait dans les REP). L'eau lourde du modérateur – non pressurisée – doit rester à basse température : comme il est inévitable qu'elle s'échauffe quelque peu par conduction et à cause des rayonnements nucléaires, elle est aussi refroidie grâce à un circuit spécifique avec une pompe et un échangeur. L'examen de la figure 29.18 montre que l'organisation générale du réacteur

est assez similaire à celle des REP. On notera en particulier la présence d'une enceinte de confinement.

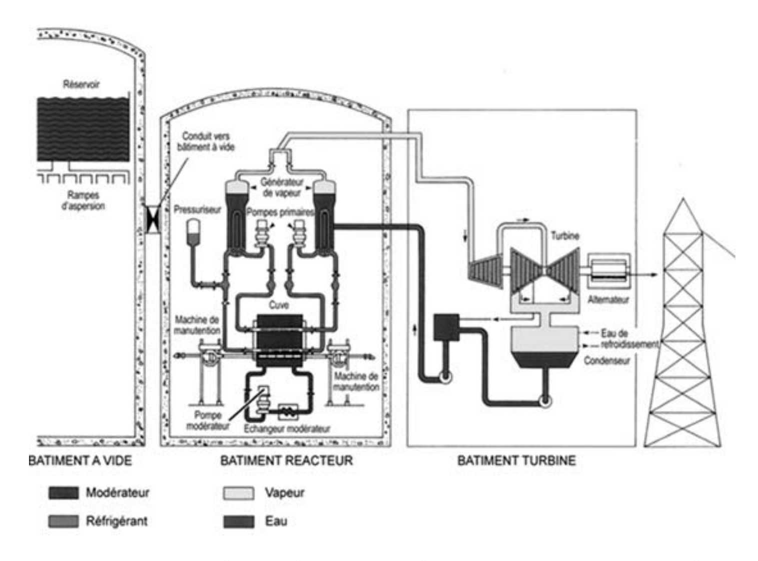


Figure 29.18. Schéma de principe d'un réacteur CANDU. © dr

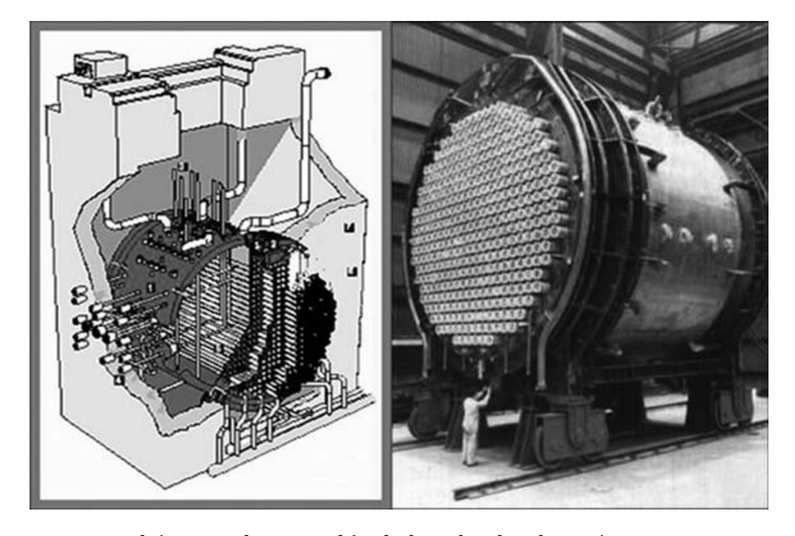


Figure 29.19. Schéma et photographie de la calandre d'un réacteur CANDU. © dr

29.5.3. Cuve et structures internes

La figure 29.19 (schéma de gauche) montre la cuve et les structures associées. Comme les éléments de combustible dans les tubes de force sont horizontaux, la cuve a la forme d'un cylindre d'axe non plus vertical comme pour les réacteurs à eau, mais horizontal. Surtout, comme elle n'a pas à supporter une forte pression, elle est beaucoup plus légère.

Les éléments de commande sont insérés par le haut et entrent donc non pas parallèlement mais perpendiculairement aux canaux de combustible, en étant guidées par des canaux verticaux passant entre ceux du combustible.

Enfin, l'instrumentation (mesures de flux) est réalisée par des canaux horizontaux perpendiculaires à la fois à ceux du combustible et à ceux des barres de commande.

Les CANDU sont ainsi des réacteurs où la physique du cœur est complètement à trois dimensions !

29.5.4. Combustible

Le combustible se présente sous forme de « grappes » de quelques dizaines de crayons et d'un cinquantaine de centimètres de longueur (figure 29.20). Ces crayons sont gainés par du Zircaloy. La structure en est conçue pour laisser le passage au caloporteur.

Ces éléments de combustible sont renouvelés au jour le jour, réacteur en marche, par deux machines placées de part et d'autre de la cuve, l'une poussant les éléments à une extrémité du canal et l'autre les recueillant de l'autre côté, le sens étant inversé d'un canal au suivant.

L'eau lourde étant un excellent modérateur, l'uranium naturel peut être utilisé ; un léger enrichissement permet d'augmenter les durées de vie des éléments de combustible. Éventuellement, on peut aussi utiliser le plutonium. D'aucuns ont même envisagé et préconisé le recyclage dans des réacteurs CANDU de la matière irradiée sortant des réacteurs à eau.



Figure 29.20. Élément de combustible de réacteur CANDU – le nombre de crayons des grappes a évolué avec le temps. © dr

29.6. Réacteurs à graphite et uranium naturel (UNGG)

29.6.1. Généralités

Lorsque la Grande-Bretagne et la France se lancèrent, pendant les années qui suivirent la guerre, dans un programme de recherche sur les applications pacifiques de l'énergie nucléaire, le problème du choix de la filière se posa. Ne maîtrisant pas la technologie de l'enrichissement de l'uranium (gardée secrète par les États-Unis), ils préférèrent s'orienter vers une filière à uranium naturel : le béryllium ou la glucine étant éliminés pour des raisons métallurgiques et l'eau lourde pour des questions de coût, le choix du graphite et de l'uranium naturel s'imposa. Ce choix avait, en outre, l'avantage de laisser ouvertes les applications potentielles du plutonium (produit par conversion – à partir des captures de neutrons par l'uranium 238 – et pouvant être récupéré par un retraitement chimique du combustible irradié), soit pour une future filière surgénératrice à neutrons rapides, soit pour un programme d'armement nucléaire. Les réacteurs à uranium naturel ne permettent en effet pas, faute de réserve suffisante de réactivité, d'irradier très longuement le combustible : le plutonium a alors une bonne qualité isotopique, c'est-à-dire est peu chargé en isotopes supérieurs, notamment l'isotope 240, ce qui est indispensable pour une utilisation dans une arme ; de plus, on peut obtenir une qualité isotopique encore meilleure en déchargeant prématurément les éléments de combustible.

Ces deux pays développèrent en parallèle deux filières extrêmement similaires, appelées *Magnox* (ce qui suggère l'utilisation du magnésium pour le gainage) en Grande-Bretagne et *Uranium naturel-graphite-gaz* en France. Les détails qui suivent sont relatifs à cette dernière.

Le tableau 29.7 donne quelques caractéristiques principales des réacteurs UNGG réalisés par la France après le prototype G1 à Marcoule, jusqu'au dernier, Vandellos, en Espagne. On voit que les choix techniques ont continuellement évolué. (Au contraire, la standardisation des paliers REP qui viendront ensuite sera un atout économique.)

Après Bugey 1, la filière UNGG fut abandonnée par la France au profit de la filière américaine PWR des réacteurs à eau sous pression. Tous les réacteurs UNGG sont aujourd'hui arrêtés. Quelques réacteurs Magnox – et surtout des réacteurs AGR développés ensuite dans ce pays – sont encore utilisés en Grande-Bretagne.

29.6.2. Organisation générale des réacteurs UNGG

Si les principes généraux des réacteurs de cette filière restent les mêmes – combustible métallique à base d'uranium naturel, modération par le graphite et refroidissement par le gaz carbonique sous pression–, la puissance et le schéma général d'organisation des réacteurs UNGG a fortement évolué au fur et à mesure des réalisations. En particulier, on a longtemps hésité entre un caisson en acier ou en béton, pour finalement adopter ce dernier, et l'on est passé d'un concept ouvert (échangeurs gaz carbonique/eau-vapeur extérieurs au caisson) à un concept intégré (échangeurs dans le caisson), mais là encore avec plusieurs variantes dans la position (latérale ou au-dessous) des échangeurs par rapport au cœur. À titre d'exemple, la figure 29.21 montre l'architecture de Saint-Laurent A2. Le caisson en béton précontraint qui contient le cœur supporte la pression d'une trentaine de bars adoptée pour le gaz carbonique assurant le refroidissement. Le système est « intégré » : l'échangeur, où l'eau d'alimentation est vaporisée pour être envoyée aux turbines, est placé sous le cœur.

Tableau 29.7. Les réacteurs de la filière UNGG réalisés par la France.

Réacteur	Puissance électrique (MW)	Date de mise en service	Date d'arrêt	Caisson	Pression (bars)	Élément combustible : forme et dimensions (mm)	
G2	40	1959	1980	Béton	15	Barreau	31
G3	40	1960	1984	Béton	15	Barreau	31
Chinon A1	70	1963	1973	Acier	25	Tube	35-14
Chinon A2	200	1965	1985	Acier	26,5	Tube	40-18
Chinon A3	480	1966	1990	Béton	26,5	Tube	43-23
St-Laurent A1	480	1969	1990	Béton	26,5	Tube	43-23
St-Laurent A2	515	1971	1992	Béton	28,5	Tube	43-23
Bugey 1	540	1972	1994	Béton	40	Annulaire	95-77
Vandellos	480	1972-69	1989-90	Béton	286,5	Tube	43-23

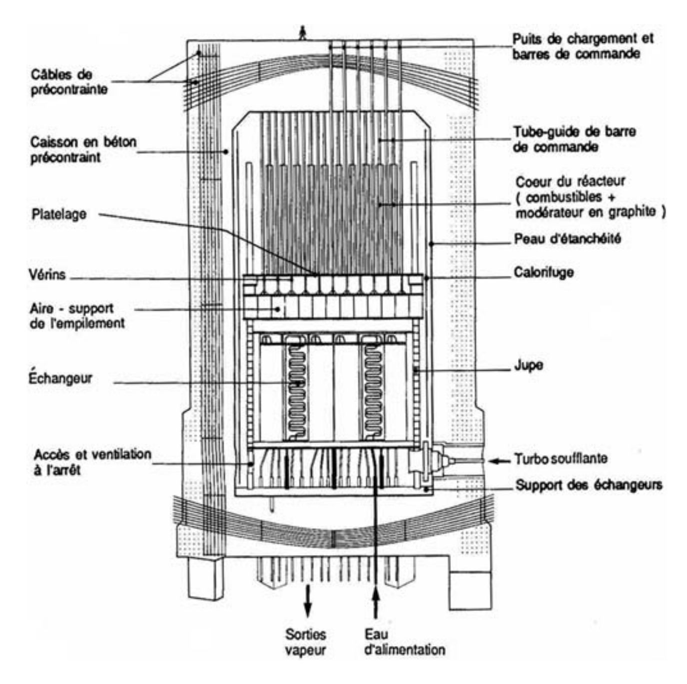


Figure 29.21. Architecture du réacteur Saint-Laurent A2. © dr

Ce caisson ne constitue pas réellement une enceinte de confinement au sens où on l'entend pour les réacteurs à eau, en particulier en ce qui concerne sa partie supérieure.

Les canaux de combustible sont des trous cylindriques, horizontaux pour les réacteurs de Marcoule, G1, G2 et G3, verticaux pour les réacteurs suivants, aménagés dans l'empilement de graphite. Les éléments de combustible – des cartouches contenant un cylindre ou un tube d'uranium métallique avec un gainage de magnésium surmonté d'ailettes de refroidissement, comme le montre la figure 29.22, – peuvent y être placés ; des centreurs

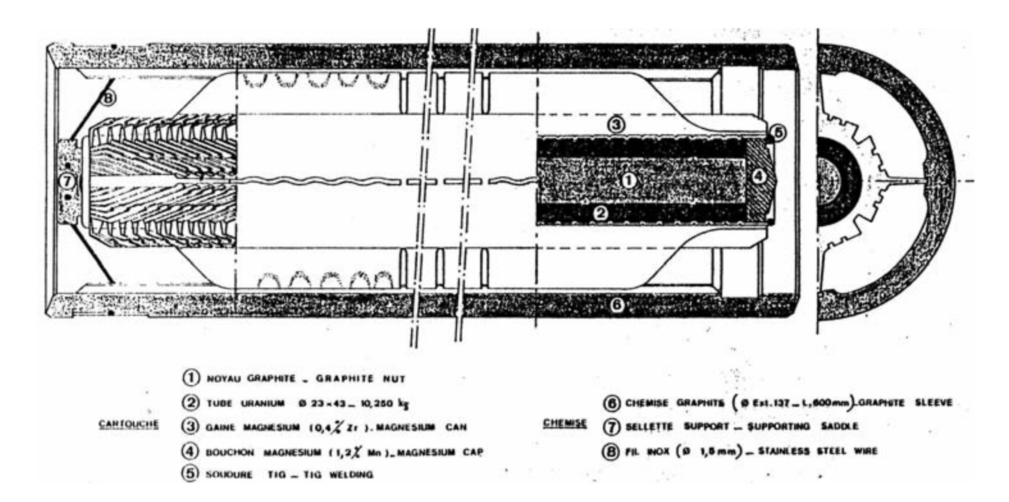


Figure 29.22. Élément de combustible UNGG (Chinon, St-Laurent et Vandellos). © dr

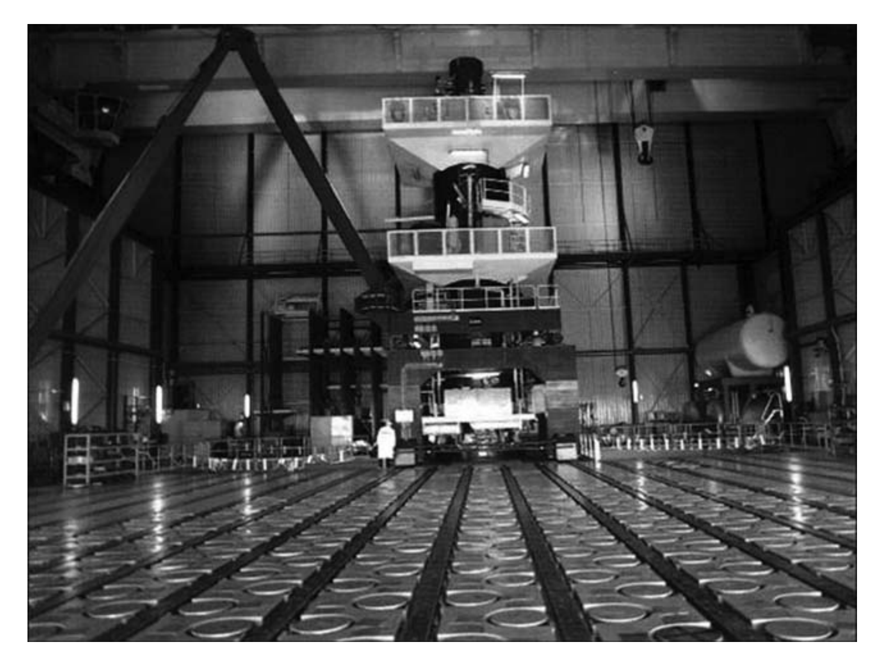


Figure 29.23. Machine de chargement (St-Laurent). © dr

les maintiennent sur l'axe. Le gaz carbonique circule autour des éléments de combustible, du haut vers le bas, en direction de l'échangeur, dans le cas de Saint-Laurent.

D'autres canaux permettent l'insertion, par le haut, des barres de commande assurant le pilotage, les compensations de réactivité et la sûreté.

Le chargement-déchargement des cartouches de combustible, canal par canal, est effectué en marche grâce à une machine placée au-dessus du cœur (figure 29.23). La bonne « gestion » que cela permet, conduit à une utilisation du combustible relativement efficace (5 000 MWj/t) malgré sa faible teneur initiale en matière fissile (0,7 % d'isotope 235).

Le graphite ne ralentissant pas très vite les neutrons, il faut en prévoir un volume important : la taille des cœurs UNGG est inévitablement importante. On a là un handicap économique pour cette filière. Ce n'est pas le seul handicap qui lui est attribué : l'absence d'enceinte de confinement est aussi un argument, lié à la sûreté, qui a été mis en avant.

29.6.3. La filière AGR

Rappelons que cela a constitué, en France, des arguments pour l'abandon de la filière UNGG au profit des réacteurs à eau.

Les Britanniques, en revanche, ont choisi d'améliorer la technologie Magnox et ont développé la filière AGR (*Advanced Graphite Reactor*). L'organisation générale reste similaire, avec un caisson en béton précontraint. L'utilisation d'un gainage en acier inoxydable, plus capturant pour les neutrons, et, par voie de conséquence, l'obligation d'enrichir l'uranium à environ 2 %, a permis d'augmenter passablement la température de sortie du gaz carbonique (645 au lieu de 400 degrés) et, donc, d'obtenir un bien meilleur rendement thermodynamique : 41 % au lieu de 30 %.

29.7. Réacteurs RBMK

29.7.1. Généralités

L'Union soviétique a développé deux grandes filières de réacteurs électronucléaires à neutrons thermiques (sans compter quelques réacteurs à neutrons rapides) implantés sur son territoire (aujourd'hui Russie, Ukraine, etc.) et dans des pays de l'Europe de l'Est alors sous sa dépendance :

– les réacteurs VVER (*Vodo-Vodianoï Energuetitcheckïi Reaktor*) qui sont extrêmement proches des PWR ou REP occidentaux et, que pour cette raison, nous ne détaillerons ici ;

– les réacteurs RBMK (*Reaktor Bolshoi Moshchnosti Kanalnye*, ce que l'on traduit généralement – et approximativement – par Réacteur de grande puissance à tubes de force et bouillant) qui sont d'une conception originale et que nous présentons ci-dessous.

Quoique condamnée à terme depuis que s'est produit, en 1986, l'accident de Tchernobyl, cette filière est encore représentée par une quinzaine de réacteurs de grande puissance. Le détail a un peu évolué au cours du temps. Les réacteurs les plus récents, tels les deux tranches de la centrale d'Ignalina en Lituanie (la première est aujourd'hui arrêtée) ont une puissance de 1 500 MWe.

29.7.2. Schéma de principe

L'idée directrice de la conception des RBMK est un peu similaire à celle des CANDU, en ce sens que c'est un concept à tubes de force dans lesquels se trouvent les éléments de combustible en forme de grappes (avec déchargement-rechargement en marche) et où circule le caloporteur. Cependant des différences essentielles apparaissent d'emblée :

– les matériaux sont ici le graphite pour le modérateur et l'eau ordinaire pour le caloporteur ;

– c'est un système bouillant (l'eau bout dans les tubes de force), donc sans générateurs de vapeur ; les tubes de force sont donc verticaux.

Le réacteur proprement dit n'est pas isolé par une enceinte étanche dite « bâtiment réacteur » (l'accident de Tchernobyl comparé à celui de Three Mile Island a montré les conséquences désastreuses de cette absence d'enceinte).

29.7.3. Organisation générale de la centrale

La figure 29.24 donne une vue d'ensemble d'une centrale RBMK. Dans la partie centrale, on trouve l'empilement de graphite traversé par les tubes de force (il y en a environ 1 600 pour un réacteur de 1 500 MWe) ; à la sortie, on trouve des séparateurs : la vapeur est envoyée aux turbines et l'eau est renvoyée à l'entrée du cœur avec l'eau issue du condenseur après passage dans les turbines ; au-dessus du cœur (figure 29.25), se trouve la machine de déchargement-rechargement en marche du combustible.

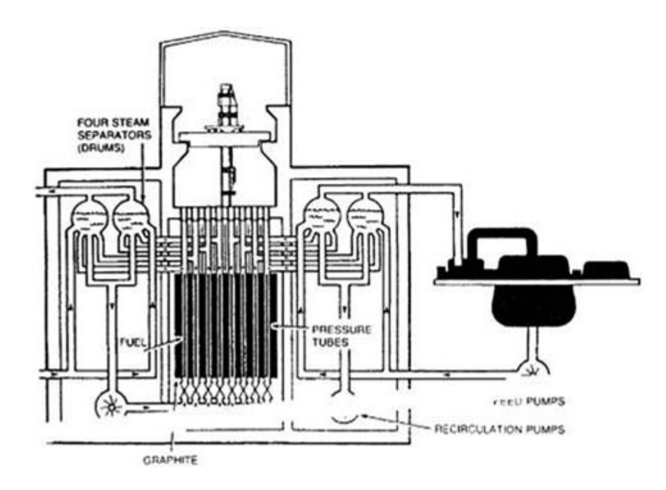


Figure 29.24. Schéma d'ensemble d'un réacteur RBMK. © dr

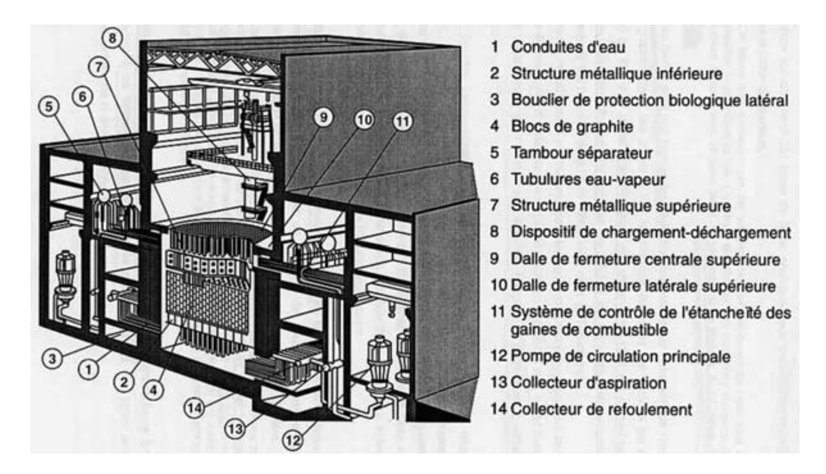


Figure 29.25. Hall d'un réacteur RBMK. © dr

29.7.4. Les éléments de combustible et les barres de commande

La figure 29.26 montre comment sont constitués les éléments de combustible introduits dans les tubes de force.

La matière combustible est de l'oxyde d'uranium faiblement enrichi, gainé par un alliage zirconium-niobium. Initialement la teneur choisie était de 1,8 % en uranium 235 ; après l'accident de Tchernobyl, elle a été portée à 2,4 % pour éviter un coefficient de température d'eau négatif dans certaines configurations à basse puissance (notamment celle qui régnait au moment de cet accident).

Le contrôle-commande est assuré par une instrumentation et des barres de commande (aplatissement de la distribution de puissance, compensation de réactivité et arrêt) placés dans des tubes verticaux parallèles aux tubes de force.



Figure 29.26. Grappes de combustible d'un réacteur RBMK. © dr

Un raison aggravante de l'accident de Tchernobyl (figure 29.27) a été la chute très longue (20 secondes) des barres de sécurité, beaucoup trop longue pour pouvoir arrêter une excursion de puissance avant qu'elle ne devienne dramatique ; ce défaut de conception a été aujourd'hui corrigé sur toutes les centrales RBMK.



Figure 29.27. Le réacteur accidenté de Tchernobyl. © dr

29.8. Réacteurs HTR

29.8.1. Généralités

L'intérêt du choix du graphite comme modérateur tient aussi à ses propriétés non nucléaires : bonne conductibilité thermique, possibilité de monter à de hautes températures, grande inertie thermique, faible réactivité chimique. C'est en utilisant ces potentialités que les Britanniques ont pu augmenter passablement le rendement thermodynamique des

centrales à graphite en passant de la filière Magnox à la filière AGR. Cependant, l'utilisation du gaz carbonique ne permet pas d'aller très loin à cause de la réaction :

$$CO_2 + C \rightarrow 2\ CO$$

C'est ce qui a conduit à envisager un autre caloporteur. Dans cette perspective, l'hélium s'impose : c'est un gaz rare sans réactivité chimique, la capacité de refroidissement est convenable et le coût n'est pas prohibitif. Il permettrait, semble-t-il, de monter à des températures de l'ordre de 800, voire 1 000 degrés Celsius : la chaleur à ces températures peut être convertie en électricité avec un excellent rendement ; elle pourrait aussi trouver d'autres utilisations industrielles, notamment en chimie.

Par ailleurs, il est logique de tirer parti au maximum des bonnes propriétés du graphite : cela a conduit à l'idée de l'utiliser non seulement comme matériau modérateur, mais aussi comme matériau de gainage, de façon à atteindre ainsi non seulement un excellent rendement thermodynamique, mais aussi un excellent bilan neutronique. Cela s'est concrétisé par le concept de « compact ».

Des prototypes de HTR ont été construits dès les années 1970, par exemple, Fort-Saint-Vrain aux États-Unis (1976-1989, 330 MWe). Ils sont tous arrêtés aujourd'hui à la suite d'incidents ne touchant pas la partie spécifiquement nucléaire. Cependant, cette filière – séduisante – n'a jamais été totalement abandonnée. Ces dernières années, en particulier, elle a été à nouveau reprise par un consortium de constructeurs, notamment Areva, sur la dénomination GT-MHR (*Gas Turbine – Modular Helium Reactor*). C'est ce projet qui est présenté ci-dessous.

29.8.2. Le combustible compact

À l'échelle la plus fine, le combustible est constitué de petites sphères d'oxyde d'un diamètre de l'ordre du demi-millimètre ou du millimètre (figure 29.28). Ces sphères sont gainées par plusieurs couches de carbone de propriétés différentes de façon à jouer les rôles de « vase d'expansion » des produits de fission gazeux, de rétention des produits de fission et de transfert thermique.

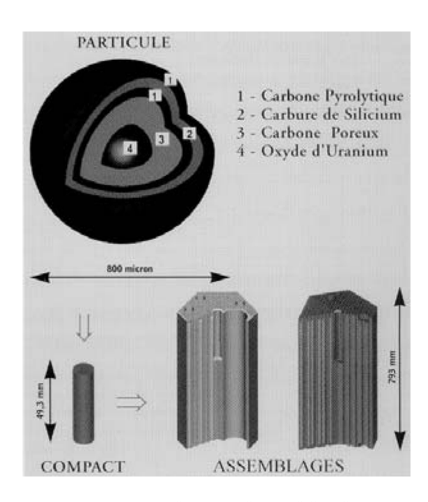


Figure 29.28. Particule combustible de HTR. © dr

Les particules ainsi obtenues sont rassemblées au sein d'une matrice elle même en graphite pour former un « compact » de forme cylindrique ou sphérique (figure 29.29).

Les compacts cylindriques sont insérés dans des briques de graphite pour constituer des assemblages prismatiques qui pourront être empilés pour former un cœur (concept prismatique ; d'autres canaux aménagés dans les assemblages permettent le passage de l'hélium de refroidissement ; voir la figure 29.30).

Les compacts sphériques sont enrobés d'une couche supplémentaire, puis seront « enfournés » dans une cuve (concept à boulets ; dans ce cas, l'hélium circule entre les boulets).

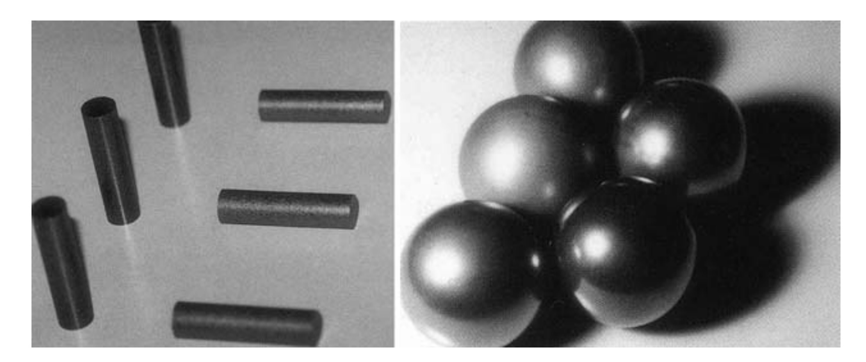


Figure 29.29. Compacts cylindriques (env. 50 mm de longueur) et boulets (env. 60 mm de diamètre). © dr

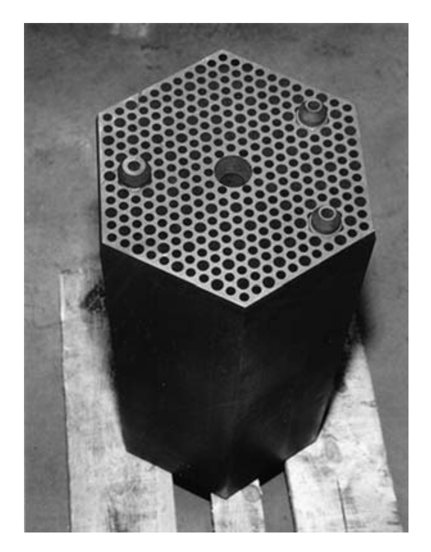


Figure 29.30. Assemblage HTR prismatique. © dr

29.8.3. Le projet GT-MHR

Seuls deux petits prototypes de réacteurs a haute température, modérés au graphite et refroidis à l'hélium, fonctionnent actuellement : au Japon, HTTR (30 MWth) ; en Chine, HTR 10 (10 MWth). Mais avant même les travaux du Forum Génération IV, le

concept a intéressé plusieurs industriels. Les projets les plus élaborés sont le PBMR (promu par l'Afrique du Sud) et le GT-MHR déjà cité. Dans les deux cas, il s'agit d'installations de puissance relativement modeste pouvant intéresser à la fois les pays en voie de développement et les pays industrialisés : dans ce dernier cas, le concept dit « modulaire » signifie que plusieurs réacteurs pourraient être construits sur un même site.

La figure 29.31 montre l'implantation générale du réacteur dans sa cavité qui, en quelque sorte, tient lieu d'enceinte. La figure 29.32 montre le détail des « deux bouteilles », l'une contenant le cœur et l'autre la turbine (fonctionnant avec l'hélium en cycle direct) et le générateur.

Le cœur a une forme annulaire avec des réflecteurs externe et interne en graphite. L'ensemble, y compris les réflecteurs, est conçu pour pouvoir être facilement déchargé et remplacé. Les barres de commande sont insérées par le haut. Une instrumentation en cœur est prévue.

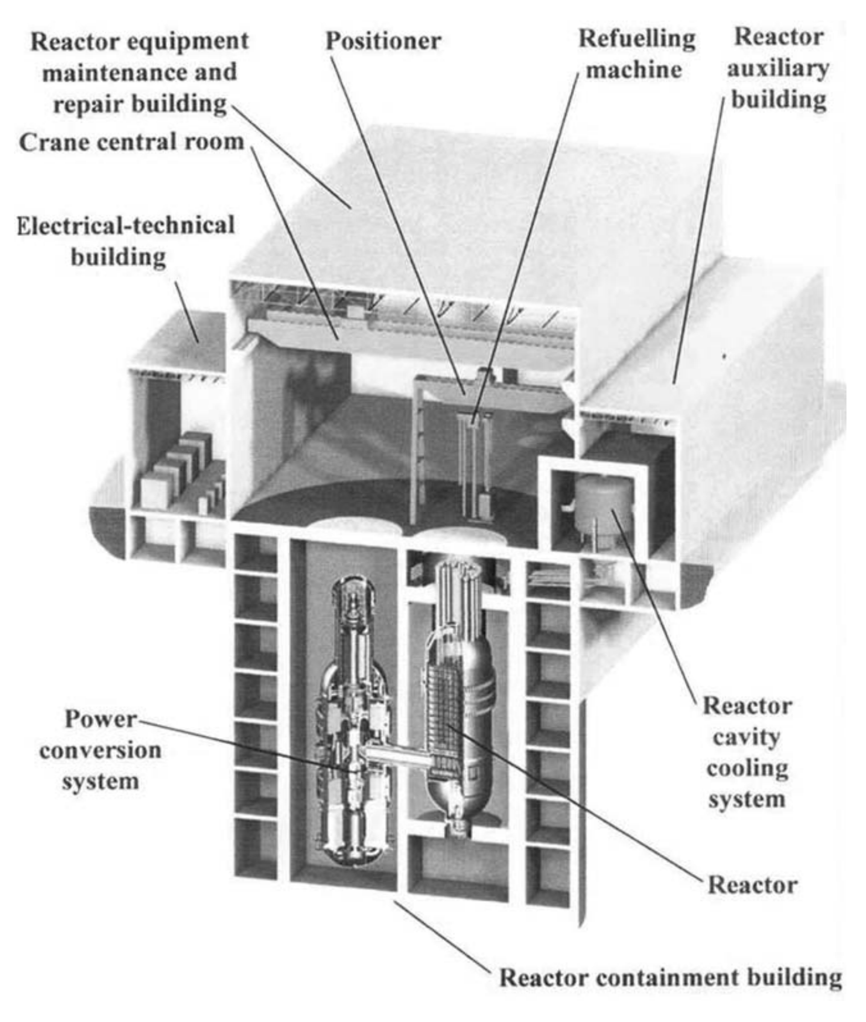


Figure 29.31. Architecture générale du GT-MHR. © dr

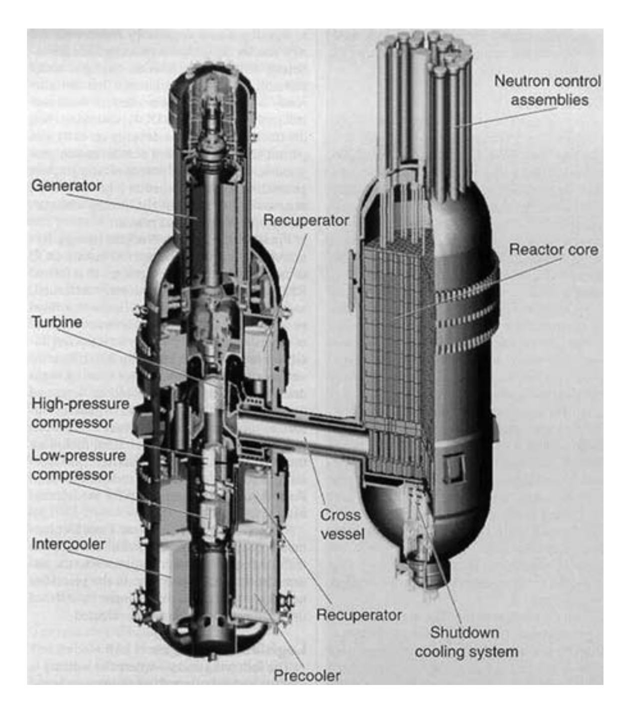


Figure 29.32. Les « deux bouteilles » du GT-MHT. © dr

Il serait possible d'utiliser le GT-MHR pour le recyclage de plutonium militaire, mais bien entendu de l'uranium moyennement enrichi (5 à 10 %) ou du plutonium d'une autre origine peuvent aussi être choisis comme combustibles.

Les HTR, et notamment le GT-MHR, constituent aussi une filière possible pour la mise en œuvre du cycle thorium-uranium 233, car l'excellent bilan neutronique pourrait peut-être permettre d'envisager un cycle de combustible autogénérateur, voire légèrement surgénérateur.

29.9. Réacteurs à neutrons rapides

29.9.1. Aperçu historique

Dès les débuts des développements en vue de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire, l'intérêt particulier des réacteurs à neutrons rapides, surtout s'ils sont alimentés par un combustible à plutonium, a été perçu : l'excellent bilan neutronique dans ces conditions permet d'imaginer un système surgénérateur, c'est-à-dire susceptible de fabriquer davantage de matière fissile (le plutonium) qu'il n'en consomme. Noter que cela n'a rien de « miraculeux » : le système permet, à long terme et après l'avoir converti en plutonium, de brûler tout l'uranium fourni par la nature, alors que les systèmes non surgénérateurs ne consomment qu'une partie de l'uranium 235 (0,7 % de l'uranium naturel) et une fraction infime de l'uranium 238. Le gain potentiel, en terme d'énergie produite par kilogramme d'uranium naturel, est de l'ordre d'un facteur 50 à 100... ce qui repousse vers un avenir

très éloigné le risque de pénurie de matières fissiles. (On a aussi fait remarquer que le système ne consommant que très peu d'uranium naturel, l'extraction – coûteuse – de l'uranium de l'eau de mer pourrait devenir économiquement envisageable, ce qui repousserait pratiquement à l'infini cette limite.)

C'est pour cette raison que tous les grands pays industriels se sont intéressés à cette filière. En particulier, en relisant les propos tenus par les spécialistes français dans les années 1950 ou 1960, on est frappé par ce leitmotiv : construisons quelques réacteurs à neutrons thermiques pour constituer un stock minimal de plutonium ; ensuite, le pays pourra s'équiper d'un parc complet de réacteurs à neutrons rapides qui s'auto-alimenteront. Cette perspective explique, en particulier, le choix d'un cycle du combustible « fermé », c'est-à-dire d'un retraitement systématique des combustibles irradiés et du recyclage des matières énergétiques.

Dès 1966, la France démarre Rapsodie, un petit réacteur à combustible d'oxyde mixte de plutonium et d'uranium (naturel ou appauvri), refroidi au sodium (mais sans production d'électricité) : il permettra de mettre au point la technologie. Phénix à Marcoule (démarré en 1974), puis Superphénix à Creys-Malville (démarré en 1986), la concrétiseront. Quelques incidents, normaux pour un prototype, mais exagérés par une opinion mal informée et des chicaneries administratives, conduisirent, en 1997, le gouvernement à décider la fermeture de ce dernier.

Aujourd'hui, la situation n'est guère plus brillante, sinon pire, dans les autres pays.

Cette constatation ne doit pas faire remettre en cause les mérites potentiels extraordinaires de cette filière. Mais peut-être a-t-on voulu les exploiter trop tôt. La technologie du sodium est plus délicate que celle de l'eau à cause de sa grande réactivité chimique ; le coût du kWh fourni par un réacteur à neutrons rapides, même optimisé, semble irrémédiablement plus cher que celui d'un réacteur à eau ; dans un contexte où l'uranium est abondant et bon marché, la surgénération ne semble pas être une préoccupation urgente, d'autant plus qu'elle coûte cher, puisqu'il faut irradier et retraiter les assemblages du cœur et de la couverture, et que le bénéfice complet est lointain – à l'échelle de quelques siècles – après de multiples recyclages des matières.

29.9.2. Schéma de principe

Un réacteur à neutrons rapides se caractérise – par définition – par l'absence de matériaux modérateurs ; mais une certaine latitude subsiste pour les choix du combustible et du caloporteur. En règle générale, il faut éviter les éléments légers qui pourraient ralentir les neutrons. Pour le combustible, on choisit le plus souvent l'oxyde ; les nitrures et les carbures, voire le métal, pourraient aussi présenter un intérêt. Pour le caloporteur, on peut envisager l'hélium (élément léger mais peu dense) ou un métal fondu (plomb, bismuth, potassium, sodium...) caractérisé par de meilleurs propriétés thermiques qu'un gaz. La France a opté pour la combinaison combustible oxyde – gainage acier inoxydable – réfrigérant sodium. C'est ce concept qui est détaillé ci-dessous, sur l'exemple de Superphénix.

Outre d'excellentes propriétés thermiques, les avantages du sodium sont multiples : masse atomique pas trop basse, faible section efficace de diffusion (hormis une résonance vers 3 keV), faible capture, faible activation sous flux neutronique et plage adéquate de températures à l'état liquide (entre 98 et 882 °C à pression atmosphérique), ce qui évite la pressurisation. Avec une température à la sortie du cœur de l'ordre de 550 degrés, on

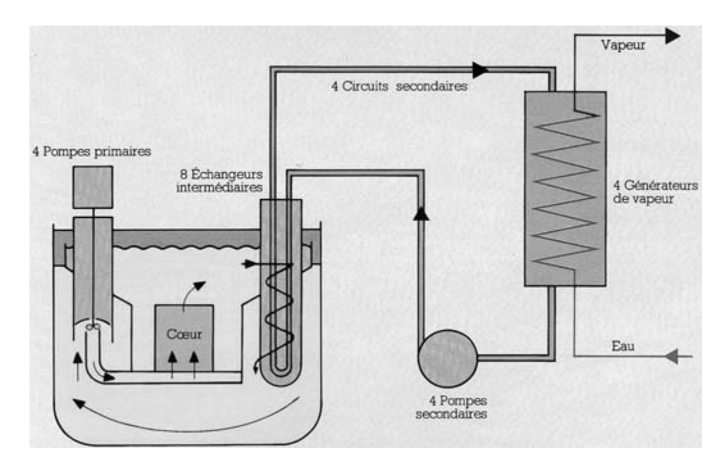


Figure 29.33. Schéma de principe d'un réacteur à neutrons rapides (Superphénix). © dr

obtient un bon rendement thermodynamique de la centrale, de l'ordre de 40 %, à comparer à 33 % pour les réacteurs à eau.

La figure 29.33 (que l'on pourra comparer à la figure 27.5) donne le schéma de principe des réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium. On remarquera qu'il se caractérise par quatre circuits (au lieu de trois pour les REP et deux pour les REB). La raison en est qu'on a placé un circuit intermédiaire de sodium entre le circuit primaire traversant le cœur et le circuit eau-vapeur. Cela permet de réduire les risques liés d'une part à la légère contamination radioactive du sodium traversant le cœur et d'autre part à la grande réactivité chimique du sodium en présence d'eau : en cas de fuite au niveau du générateur de vapeur, le sodium concerné serait exempt de toute radioactivité. Le schéma se caractérise donc par un échangeur sodium-sodium intermédiaire.

L'ensemble cœur – circuit primaire – échangeur intermédiaire se trouve dans une grande cuve remplie de sodium dont la figure 29.34 donne le détail. Au dessus du sodium se trouve de l'argon qui est un gaz neutre.

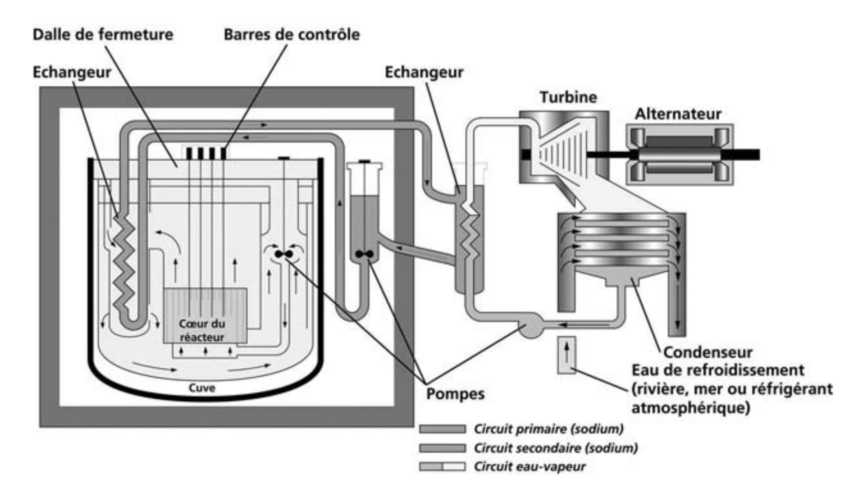


Figure 29.34. Bloc réacteur (Superphénix). © dr

En ce qui concerne la sûreté, les réacteurs à neutrons rapides se caractérisent par quatre barrières placées entre les produits radioactifs et l'environnement : 1) les gaines des éléments de combustible ; 2) l'enceinte intermédiaire contenant le circuit primaire (cuve principale fermée par la dalle) ; 3) l'enceinte primaire (cuve de sécurité et dôme) ; 4) l'enceinte secondaire (bâtiment réacteur).

29.9.3. Configuration du cœur et du combustible

On remarquera sur ces illustrations la taille très réduite du cœur par rapport à l'ensemble : cette très grande compacité est la conséquence, à la fois, de l'absence de modérateur et des excellentes propriétés thermiques du sodium.

Le schéma du cœur est présenté sur la figure 29.35. Il est organisé selon des couronnes concentriques ; en partant du centre :

– la zone 1 du cœur ;

– la zone 2 du cœur, à teneur en plutonium un peu plus importante, ce qui permet d'avoir une distribution de puissance mieux aplatie ;

– la couverture fertile ;

– la protection radiologique.

Les assemblages (figure 29.36) sont formés d »'aiguilles » (tubes de quelques millimètres de diamètre) en acier inoxydable contenant les pastilles d'oxyde mixte de plutonium (environ

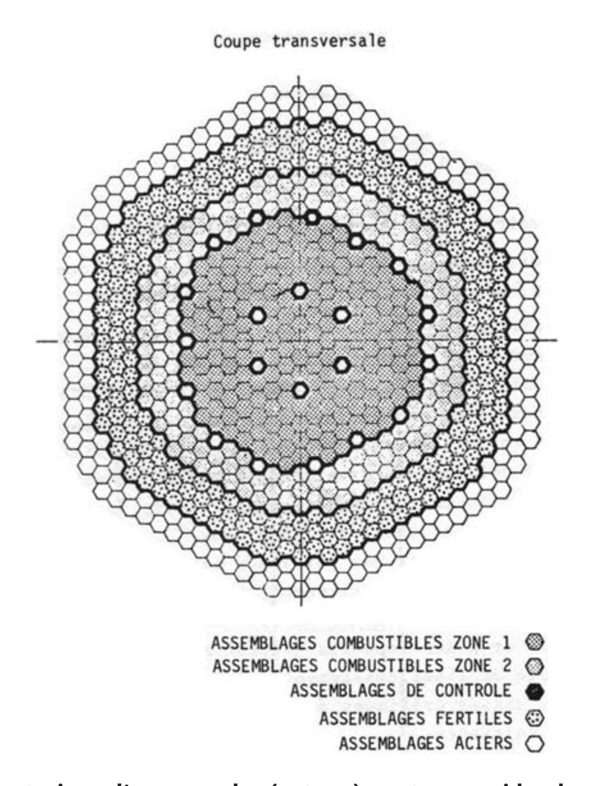


Figure 29.35. Plan typique d'un cœur de réacteur à neutrons rapides de 1 200 MWe. © dr



Figure 29.36. Combustibles pour réacteurs à neutrons rapides. © dr

15 %) et d'uranium naturel ou appauvri, maintenues au bon écartement pour le passage du sodium grâce à des fils hélicoïdaux. L'ensemble est mis dans un tube de forme hexagonale.

La gestion du cœur est généralement faite par fraction comme pour les réacteurs à eau.

Les assemblages fertiles sont constitués de façon similaire, hormis le fait qu'ils ne contiennent pas de plutonium et que les aiguilles y sont un peu plus grosses.

29.9.4. Principe de la surgénération

La surgénération est possible grâce au bon bilan neutronique : pour chaque neutron absorbé par le combustible (plutonium), le nombre de neutrons émis en moyenne est suffisant pour que, après déduction du neutron qui entretiendra la réaction en chaîne (absorption suivante dans le combustible) et des neutrons perdus (captures stériles), il reste un nombre un peu supérieur à un de neutrons susceptibles d'être capturés par l'uranium 238 pour former du plutonium.

En pratique, la surgénération n'est obtenue que si l'on place autour du cœur proprement dit (partie fissile), radialement et axialement, des couvertures fertiles, ne produisant pratiquement d'énergie, et où les neutrons qui s'échappent du cœur sont « récupérés » pour des captures par l'uranium 238 (les couvertures axiales sont faites en complétant, aux deux extrémités des aiguilles, les pastilles fissiles par des pastilles fertiles). Les ordres de grandeur de la production de plutonium peuvent être alors les suivants, pour un atome de plutonium consommé dans le cœur par la réaction en chaîne :

– cœur : 0,8 (conversion interne) ;

– couverture radiale : 0,2 (conversion externe) ;

– couverture axiale : 0,2 (conversion externe) ;

– total : 1,2.

Pour bénéficier de cette conversion, il faut, après irradiation, retraiter les assemblages irradiés dans le cœur et dans la couverture radiale, puis réutiliser la matière dans de nouveaux assemblages de combustible. En cumulant les durées d'irradiation, de

refroidissement, de retraitement, de fabrication et d'entreposages intermédiaires, on aboutit à un cycle d'une durée de quinze à vingt ans.

29.9.5. La consommation accrue de plutonium

Comme nous l'avons dit, l'objectif premier, en France, fut de constituer un stock de plutonium pour démarrer un programme de réacteurs à neutrons rapides, puis de maximiser la surgénération pour amplifier son développement.

Quelques décennies après, il est apparu que la production de plutonium par les réacteurs à eau dépassait largement les besoins des réacteurs à neutrons rapides : c'est ce qui poussa à l'idée de recycler du plutonium dans les réacteurs à eau (combustible MOX). Cependant, ce qui a été réalisé ne résorbe pas complètement le plutonium : cela a amené, d'une part, à différer le retraitement d'une partie du combustible des réacteurs à eau et, d'autre part, à examiner la possibilité de détruire des excédents de plutonium dans des réacteurs à neutrons rapides : c'est le concept CAPRA (consommation accrue de plutonium dans les réacteurs à neutrons rapides).

La première étape est de supprimer les couvertures, ce qui rend le système sous-générateur ; dans un deuxième temps, on a étudié la réduction de la quantité d'uranium 238 dans le cœur de façon à diminuer la conversion interne.

29.9.6. La transmutation de déchets nucléaires

Dans le même ordre d'idées, signalons les travaux entrepris en France, dans le cadre de la loi du 30 décembre 1991 sur les déchets nucléaires, pour étudier la possibilité d'incinérer dans un réacteur des produits radioactifs à vie longue, c'est-à-dire de les transformer en produits moins problématiques par captures neutroniques et/ou par fission. Même s'ils ne sont pas les seuls systèmes dans lesquels une telle opération peut être envisagée, les réacteurs à neutrons rapides seraient particulièrement intéressants dans cette perspective.

On voit, en conclusion, que du fait du grand nombre de neutrons disponibles et de la possibilité d'y fissionner, plus ou moins, tous les noyaux lourds, les réacteurs à neutrons rapides se caractérisent par une très grande souplesse dans le choix des composants, celui des matières fissiles et pour diverses utilisations secondaires.

30 Perspectives

30.1. Introduction

Présenter des perspectives est un art dangereux, puisqu'on a une probabilité beaucoup grande de se tromper que d'imaginer correctement ce qui va advenir. On ne s'y risquera pas ici !

Néanmoins, après un panorama de l'existant, il est bon de laisser entrevoir quelques évolutions possibles. C'est pourquoi nous proposons au lecteur de lui présenter non pas une vision de l'avenir mais quelques travaux en cours qui ont une certaine chance de déboucher sur du concret.

30.2. Le réacteur EPR

Plusieurs entreprises nucléaires, notamment aux États-Unis, en Europe et au Japon, ont présenté des projets de systèmes nucléaires plus ou moins innovant, dits de « troisième génération ». (Après les tout premiers réacteurs de puissance, tels les réacteurs de la filière UNGG, qui ont constitué la première génération et qui sont aujourd'hui presque tous arrêtés, des réacteurs de grande puissance unitaire, tels les REP, ont constitué une seconde génération ; cette dernière constitue l'essentiel du parc mondial actuel.)

Parmi ces nouveaux systèmes, nous évoquerons le réacteur EPR (*Evolutionary Pressurized Reactor*) qui a été développé par la filiale NPI (*Nuclear Power International*) de Framatome et de Siemens. Il s'agit d'un concept « évolutionnaire » (par opposition à révolutionnaire), dans la continuité des technologies existantes, en l'occurrence en France et en Allemagne. Le marché visé est celui du renouvellement du parc existant dans ces pays quand il arrivera en fin de vie, ainsi que l'exportation. Le concept général est relativement proche du N4 français (dernier modèle des REP, 1 450 MWe) et du Konvoi allemand. Des améliorations ont été recherchées en matière technico-économique : grande puissance unitaire (1 600 MWe), grande durée de vie (60 ans), meilleure combustion de l'uranium (60 GWj/t), possibilité de charger le cœur complètement en MOX, rendement plus élevé (36 %) ... et surtout en matière de plus grande sûreté (figure 30.1) et de moindre exposition des exploitants aux rayonnements. Par exemple, un soin particulier a été apporté pour la conception d'un dispositif de récupération du corium (mélange de matériaux en fusion) en cas d'accident grave de fusion du cœur.

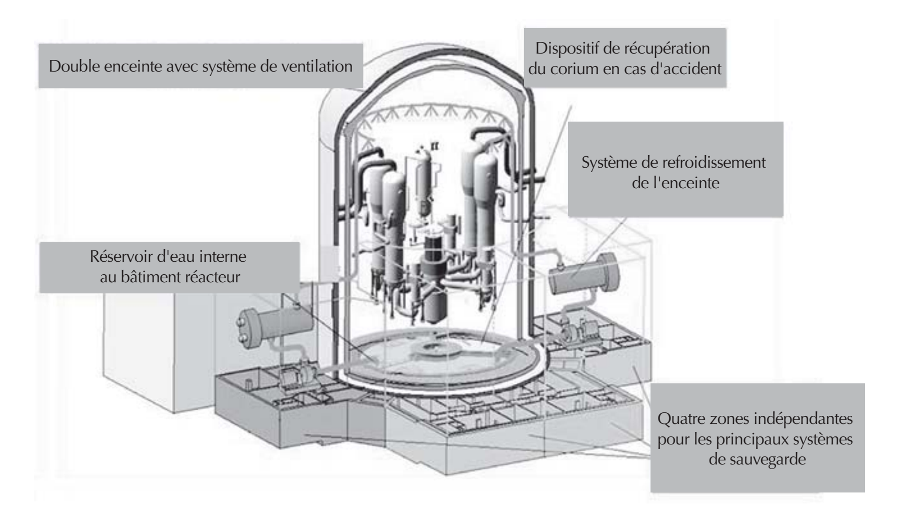


Figure 30.1. Options de sûreté du réacteur EPR. © dr

La première commande d'un EPR a été faite par la Finlande pour son cinquième réacteur (site d'Olkiluto). La deuxième commande, française cette fois, pour le site de Flamanville, a été confirmée par le gouvernement le 11 avril 2007.

30.3. Recyclage du plutonium et projet APA

Nous avons vu au chapitre sur les réacteurs à neutrons rapides pourquoi on s'est « résigné » à recycler le plutonium dans les réacteurs à eau et non dans les réacteurs à neutrons rapides. Dans les conditions où ce recyclage est fait aujourd'hui (voir le paragraphe sur les réacteurs à eau sous pression), dans un certain nombre d'assemblages MOX, il paraît exclu de recycler le plutonium une deuxième fois et, *a fortiori*, plus : l'accumulation d'isotopes supérieurs, en particulier le plutonium 242, obligerait à adopter des teneurs très élevées en plutonium, difficilement concevables dans un cœur mixte et, surtout, risquant de conduire à des coefficients de température positifs. En revanche, les réacteurs à neutrons rapides s'accommoderaient de compositions isotopiques mêmes très dégradées, car en spectre rapide tous les isotopes sont plus ou moins fissionnés.

Cependant, il n'y a pas actuellement de réacteurs à neutrons rapides disponibles pour cela ! C'est pourquoi, il a semblé intéressant d'examiner d'autres modes de recyclage en REP susceptibles de recyclages multiples. Parmi les concepts étudiés citons le MIX et l'APA.

Le concept MIX consiste à placer le plutonium de recyclage non pas dans des crayons dédiés, mais dans tous les crayons d'un cœur, à une teneur modeste et donc en mélange avec de l'uranium légèrement enrichi. Si cela peut effectivement autoriser un recyclage multiple (au sein du crayon, le plutonium d'origine, dégradé par l'irradiation, se trouve mélangé avec du « bon » plutonium produit par conversion), le concept est inévitablement handicapé par un coût élevé, puisque tous les crayons et non une partie d'entre eux

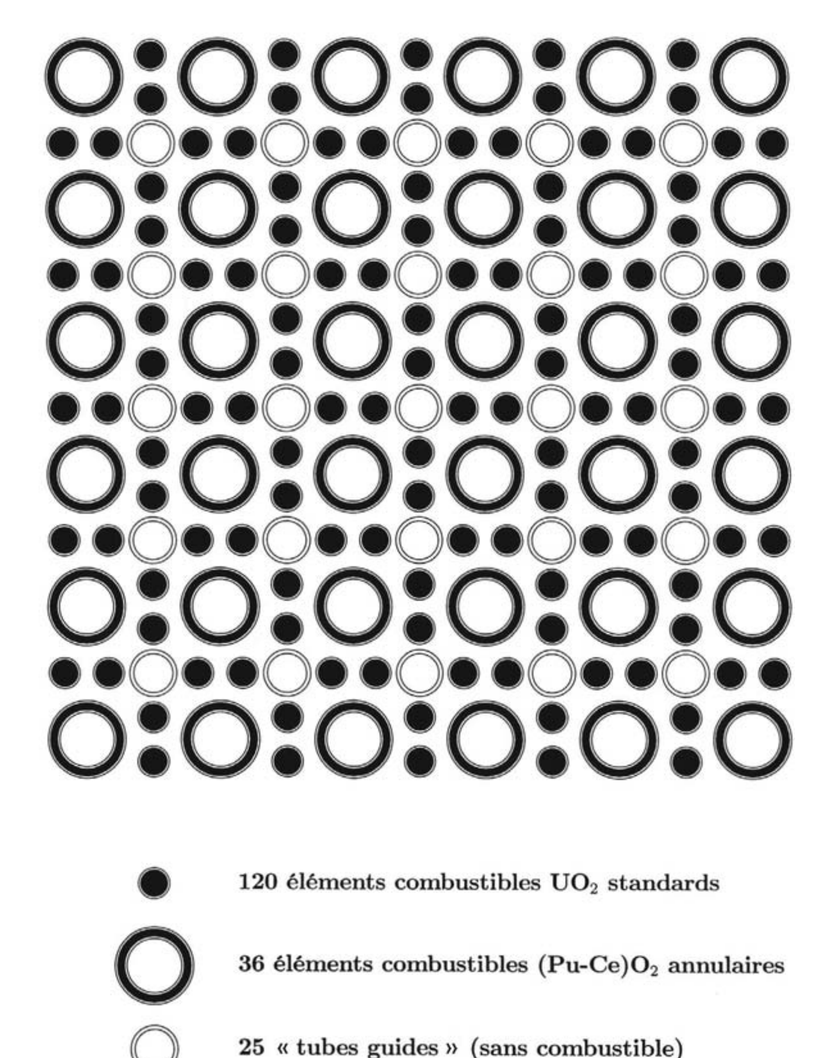


Figure 30.2. Assemblage APA.

doivent être fabriqués avec les dispositions de radioprotection que nécessite le plutonium (manipulation en boîte à gants).

Le projet APA (assemblage à plutonium avancé) va plus loin, tout en conservant la compatibilité géométrique avec les assemblages usuels des REP (seule la disposition des trous d'eau donc des crayons absorbants d'une grappe de commande est modifiée). On y particularise les deux types de combustibles au sein d'un même assemblage (figure 30.2) : les crayons d'oxyde d'uranium sont standards ; le plutonium, en revanche, serait placé dans des éléments tubulaires en céramique, gainés et refroidis intérieurement et extérieurement, et occupant la place de quatre crayons standards. Au retraitement, on pourrait choisir entre un retraitement de l'ensemble ou un retraitement séparé des deux types de combustibles, ce qui apporterait une certaine souplesse dans l'optimisation des recyclages.

30.4. L'amplificateur d'énergie

L'idée d'un réacteur hybride est presque aussi ancienne que celle d'un réacteur critique. Dans ce dernier cas, la configuration est étudiée pour qu'une réaction en chaîne de fissions auto-entretenue puisse avoir lieu. L'avantage est la simplicité du concept ; l'inconvénient est le risque de divergence intempestive si la réactivité s'élève, notamment si elle dépasse la proportion des neutrons retardés.

Dans un réacteur hybride, la configuration du système où ont lieu les fissions est sous-critique, ce qui exclut *a priori* ce risque de divergence intempestive ; l'inconvénient, évidemment, est que le système n'est pas autonome : il doit être alimenté par une source externe de neutrons. Cette source peut être constituée par les neutrons s'échappant d'une machine à fusion, basée sur les réactions deutérium + tritium donnent hélium + neutron ; les plus anciens des projets (papiers) de systèmes hybrides étaient basés sur cette idée. Par la suite, on a aussi imaginé des systèmes où la source serait basée sur les réactions de spallation induites par des protons accélérés à 1 ou 2 GeV et envoyés sur une cible contenant des noyaux lourds, par exemple en plomb. Comme nous l'avons vu dans la partie IV, cette idée a trouvé un regain d'intérêt dans les années 1990 sous l'impulsion de Carlo Rubbia. La figure 30.3 reproduit le schéma de l «'amplificateur d'énergie » présenté en 1995, que nous avons déjà évoqué dans la partie IV. Rappelons que le concept pourrait aussi être prometteur pour la transmutation de déchets radioactifs.

30.5. Le forum Génération IV

Comme celle des années qui ont suivi la guerre, la décennie 1990 s'est caractérisée par la publication de très nombreux projets tentant d'améliorer les performances technico-économiques et la sûreté des centrales nucléaires existantes. Devant un tel fourmillement, il est apparu sage de canaliser les recherches vers les concepts les plus prometteurs. C'est ainsi, qu'à l'initiative du département de l'énergie des États-Unis (*Department of Energy* ou DOE) a été lancé, en 2000, le « Forum international Génération IV », auquel ont été associés les neuf principaux autres pays ayant développé l'énergie nucléaire. D'une centaine de concepts passés au crible selon des critères rigoureux, les spécialistes du Forum ont dégagé six concepts jugés plus particulièrement prometteurs dans la perspective de la quatrième génération des réacteurs électronucléaires, celle qui devrait succéder aux produits « évolutionnaires » actuellement proposés par les industriels. Le Forum a recommandé que les travaux de recherche et développement menés dans ces pays soient plus particulièrement concentrés sur l'un ou l'autre de ces six concepts. En voici la liste (voir aussi la figure 30.4) :

– réacteur à très haute température refroidi à l'hélium, susceptible d'être dédié à la production d'hydrogène ou à la cogénération hydrogène/électricité (VHTR) ;

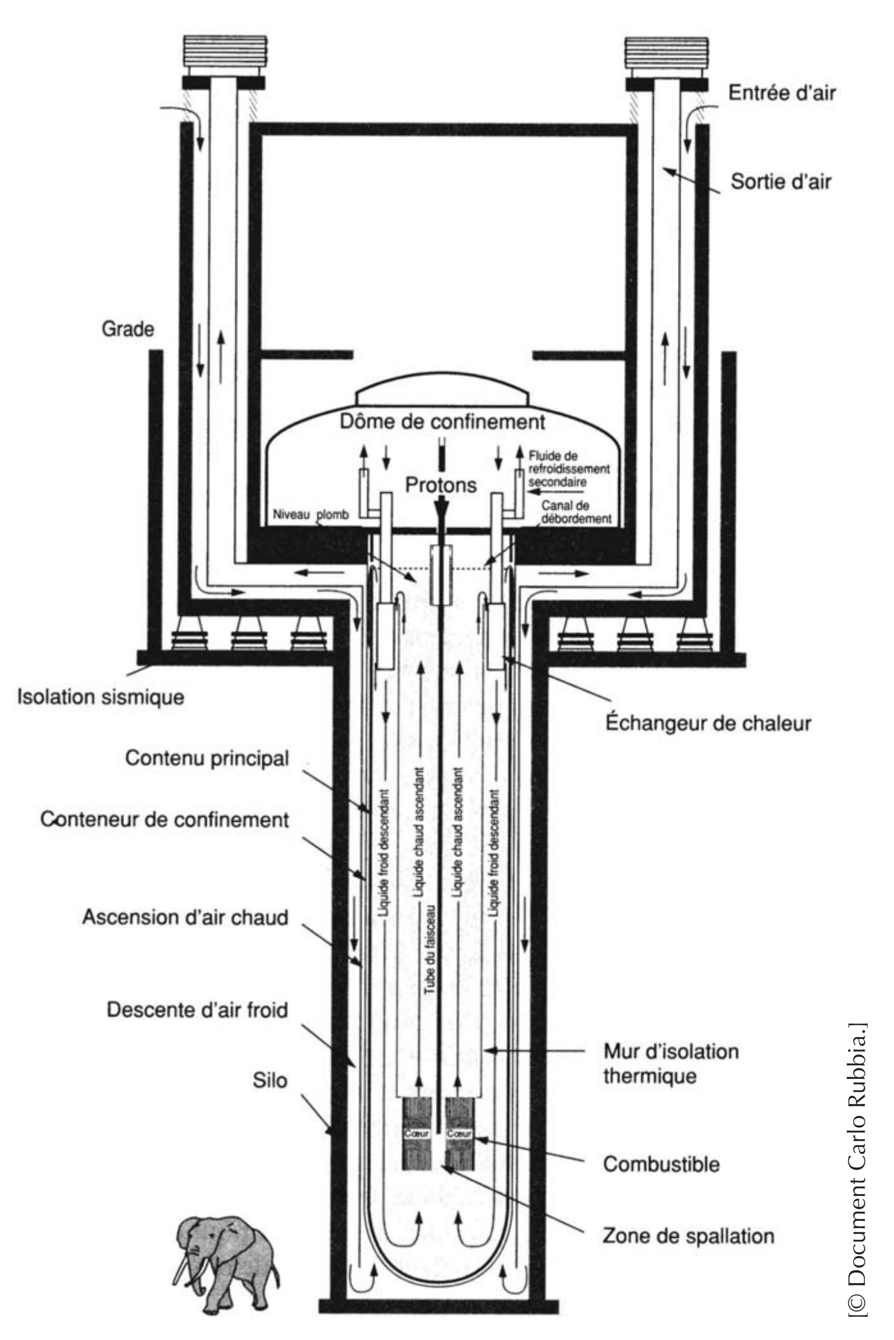
– réacteur à neutrons rapides refroidi à l'hélium (GFR) ;

– réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (SFR) ;

– réacteur à neutrons rapides refroidi par un alliage à base de plomb (LFR) ;

– réacteur à eau supercritique (SCWR) ;

– réacteur à sel fondu (MSR).



[© Document Carlo Rubbia.]

Figure 30.3. L'amplificateur d'énergie de Carlo Rubbia.

On voit que presque tous ces concepts sont surgénérateurs. Ils sont ainsi susceptibles d'apporter une contribution massive pendant des millénaires à l'approvisionnement énergétique de la planète sans dégats conséquents à l'environnement : pas d'émission de gaz à effet de serre et faible volume de « cendres », surtout si elles sont partiellement traitées et désactivées.

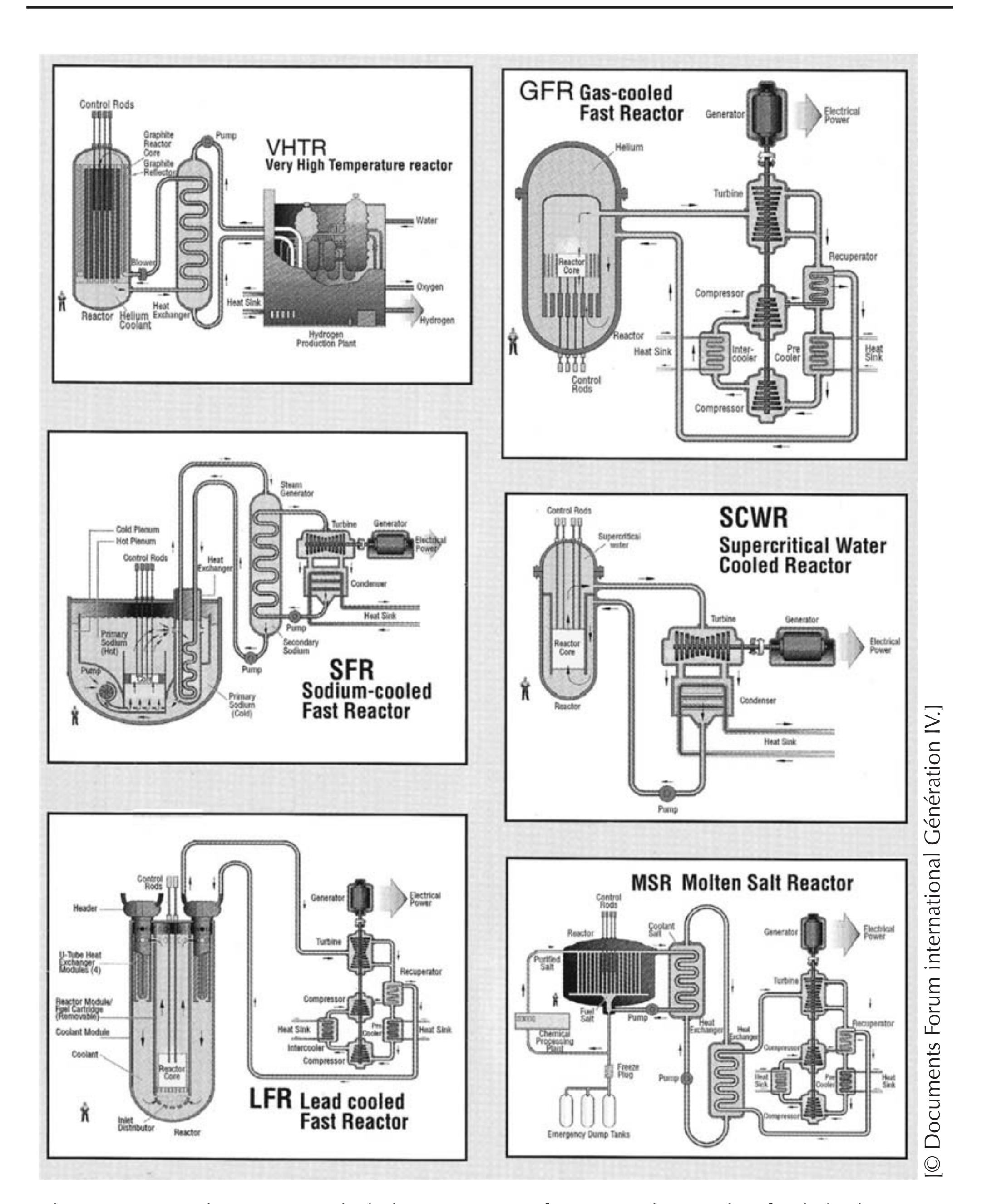


Figure 30.4. Les six concepts prioritaires retenus par le « Forum international Génération IV ».

La France, par la voix du CEA, a exprimé son intérêt plus particulier pour les trois premiers concepts, notamment les deux variantes GFR et SFR de réacteurs à neutrons rapides qui, fonctionnant en cycle fermé, minimiseront la consommation des ressources naturelles, grâce à la conversion des matières fertiles naturelles en matières fissiles, ainsi que la quantité et la nocivité à long terme des déchets, grâce à une certaine incinération *in situ*.

30.6. Conclusion

Après quelques glorieuses décennies qui ont vu une « explosion » des filières, puis une sage sélection, le contexte de l'énergie nucléaire est devenu plus difficile. Une opinion plus sensibilisée, plus réactive et souvent plus critique remet en cause, dans la plupart des pays, les programmes nucléaires. Dans certains cas, l'existant même est contesté ; plus généralement, ce sont les réalisations futures en la matière – extension et/ou renouvellement d'un parc existant – qui apparaissent plus problématiques.

Il est rassurant, cependant, d'observer que ce contexte n'a pas découragé les spécialistes de l'énergie nucléaire : non seulement, ils ont eu à cœur de mener à bien et même d'améliorer l'exploitation du parc, mais aussi ils ont fait preuve de beaucoup de créativité pour trouver, étudier et préconiser des concepts souvent originaux. Les quelques exemples que nous venons d'évoquer, loin d'être exhaustifs, en apportent la preuve. On peut espérer qu'un sain compromis entre les inquiétudes légitimes de l'opinion et des concepts plus performants et plus sûrs sera trouvé pour une poursuite harmonieuse du nucléaire. Il a été et devrait continuer à être un apport essentiel aux besoins d'énergie de l'humanité.

Partie VI

CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

31 Généralités

31.1. Le combustible nucléaire

Comme toute installation destinée à produire de l'énergie, un réacteur nucléaire doit être approvisionné en « combustible ». Au sens propre, ce terme désigne un combustible de nature chimique tel le charbon, le pétrole ou le gaz ; par extension, les ingénieurs de l'énergie nucléaire l'ont aussi adopté pour désigner les éléments consommables à partir desquels l'énergie est libérée par fission dans les réacteurs.

Alors que les combustibles classiques sont des produits directement extraits du sol ou des produits obtenus après quelques séparations ou purifications simples, le combustible des réacteurs nucléaires nécessite toute une série d'opérations de haute technologie.

Le combustible nucléaire a, en outre, un certain nombre de spécificités qu'il convient d'avoir présentes à l'esprit :

– La quantité d'énergie stockée par unité de masse est gigantesque, de l'ordre du million de fois plus grande que dans les combustibles chimiques. Cela aura comme conséquence que les masses à manipuler au chargement dans la centrale et au niveau de la gestion des « cendres » sont extrêmement faibles par comparaison avec le charbon, le pétrole ou le gaz.

– Le combustible nucléaire se régénère, mais généralement en partie seulement, lorsqu'il « brûle » en réacteur : c'est le mécanisme de conversion. Seuls les réacteurs surgénérateurs sont capables de produire plus de combustible qu'ils n'en consomment. En réalité, contrairement aux réacteurs usuels qui n'utilisent comme combustible essentiellement que la matière fissile naturelle, les réacteurs surgénérateurs utilisent aussi la matière fertile naturelle, après l'avoir convertie en matière fissile.

– Après déchargement du réacteur, le combustible nucléaire continue à dégager une quantité notable d'énergie (par décroissances radioactives des produits qui s'y sont accumulés), ce qui nécessitera, outre une radioprotection, un refroidissement pendant une longue durée (plusieurs années).

– Le combustible nucléaire n'est pas totalement épuisé lors de son passage en réacteur : une partie des noyaux fissiles initiaux ou produits par conversion y restent ; cela est imposé par la neutronique qui exige qu'une masse minimale de matière fissile soit présente dans le réacteur pour qu'il fonctionne. En conséquence, la question du retraitement du combustible usé pour récupérer et recycler cette matière fissile se pose (en outre, le retraitement permet aussi de conditionner au mieux les déchets).

– La nature met à notre disposition deux matières susceptibles d'être utilisées comme combustibles dans les réacteurs à fission :

– L'uranium, composé de 0,7 % d'isotope 235 fissile et de 99,3 % d'isotope 238 fertile, pouvant être converti par capture neutronique suivie de deux désintégrations β^- en plutonium 239 fissile :

$$ {}^{1}_{0}n + {}^{238}_{92}U \Rightarrow {}^{239}_{92}U \text{ (23 mn)} \Rightarrow {}^{239}_{93}Np \text{ (2,4 j)} \Rightarrow {}^{239}_{94}Pu $$

Les proportions isotopiques dans l'uranium naturel montrent que les réacteurs surgénérateurs sont susceptibles, sur le long terme, de produire 50 à 100 fois plus d'énergie à partir de cette ressource naturelle que les réacteurs non surgénérateurs.

– Le thorium constitué du seul isotope 232, fertile. Par capture neutronique, celui-ci se transforme en uranium 233, isotope artificiel fissile.

$$ {}^{1}_{0}n + {}^{232}_{90}Th \Rightarrow {}^{233}_{90}Th \text{ (23 mn)} \Rightarrow {}^{233}_{91}Pa \text{ (27 j)} \Rightarrow {}^{233}_{92}U $$

Le thorium seul ne permet pas la réaction en chaîne. Hormis quelques expérimentations pilotes, le cycle thorium-uranium 233 n'est pas mis en œuvre actuellement dans l'exploitation de l'énergie nucléaire ; mais le thorium constitue une réserve potentielle d'énergie sur le long terme.

31.2. Pourquoi parler de « cycle » ?

L'irradiation en réacteur et l'ensemble des opérations industrielles effectuées sur le combustible nucléaire sont appelés « cycle du combustible ». On distingue l'amont et l'aval du cycle par rapport à l'étape « réacteur » : l'amont comporte toutes les opérations industrielles nécessaires pour fabriquer un élément de combustible (généralement un « assemblage » de crayons ou d'aiguilles) qui sera chargé dans un réacteur. Après un séjour dans le cœur du réacteur qui le plus souvent s'étend sur quelques années, les diverses opérations de l'aval du cycle sont menées : la principale est le retraitement des combustibles irradiés.

De nombreux pays ont mis au point et développé industriellement le retraitement. Certains, notamment les États-Unis, y ont renoncé (peut-être provisoirement). Aujourd'hui seuls la Russie, le Royaume-Uni, la France – ce pays étant incontestablement le leader en la matière – et bientôt le Japon procèdent au retraitement du combustible, pour leur propre compte ou pour celui de leurs « clients » (en ce qui nous concerne : Allemagne, Belgique, Japon).

Si le retraitement du combustible irradié n'est pas fait, le cycle est dit « ouvert » (il ne s'agit plus alors, à proprement parler, d'un « cycle »). L'aval du cycle se réduit alors à un entreposage de longue durée des assemblages irradiés, avant éventuellement un stockage définitif en l'état. Si, au contraire, le combustible irradié est retraité et si certaines ou toutes les matières énergétiques récupérées sont recyclées, on parlera de « cycle fermé ».

La figure 31.1 donne un aperçu de l'ensemble du cycle du combustible pour les réacteurs à eau. Nous le détaillerons, en effet, sur cet exemple qui concerne l'essentiel du parc actuel français de réacteurs (en France, vers l'aval, c'est la voie de droite, vers le retraitement et le recyclage, qui est prise). Pour les autres filières, quelques-unes des opérations

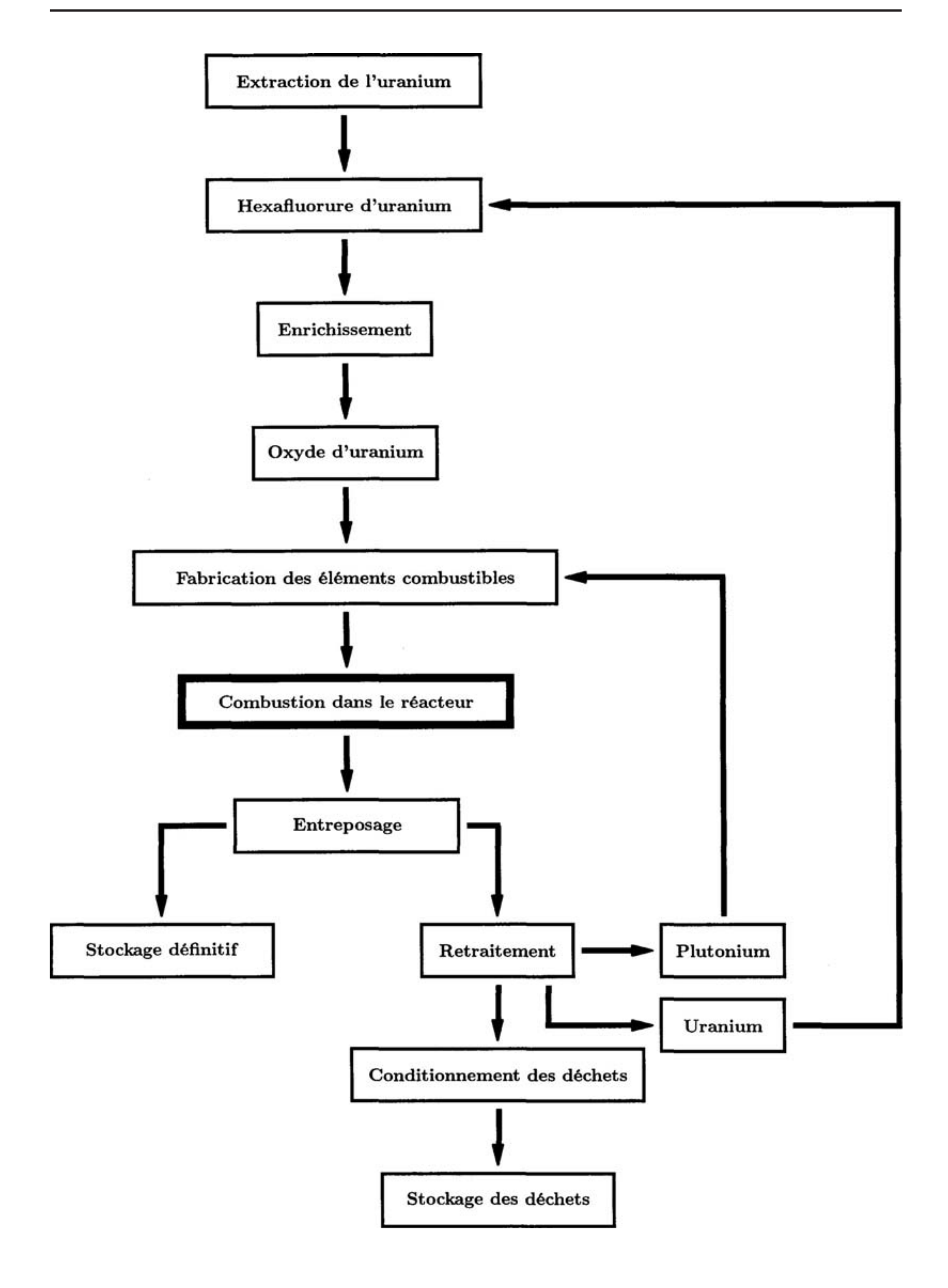


Figure 31.1. Cycle du combustible nucléaire pour les réacteurs à eau.

diffèrent un peu ou disparaissent (par exemple, l'enrichissement pour les réacteurs à uranium naturel), mais le schéma général demeure.

Pour ce qui concerne l'étape réacteur, on trouvera les éléments de physique au chapitre 27. L'amont du cycle sera présenté aux chapitres 32 et 33, et l'aval au chapitre 34 ; les aspects physiques et technologiques du recyclage du plutonium seront décrits au chapitre 35. La problématique des déchets nucléaires sera vue dans la partie suivante au chapitre 39.

Pour compléter ces généralités, voici une introduction à la problématique du plutonium et quelques chiffres concernant les besoins français en matière de cycle de combustible.

31.3. La problématique du plutonium

La possibilité de la surgénération dans les réacteurs à neutrons rapides a été mise en évidence dès l'origine des recherches sur l'énergie nucléaire. Il est d'ailleurs remarquable que les premiers réacteurs ayant produit de l'électricité, aux États-Unis (EBR-1 en 1951), puis en URSS (AES-1 Obninsk en 1954), aient été des réacteurs à neutrons rapides.

Les chercheurs et ingénieurs français ont été aussi séduits très tôt par cette perspective d'une source d'énergie pratiquement inépuisable. Le choix de la filière uranium naturel - graphite - gaz (UNGG), développée entre G1 à Marcoule (1956-1968) et Bugey-1 (1972-1994), choix imposé faute de capacité d'enrichissement de l'uranium et de fabrication de grandes quantités d'eau lourde, conduisait naturellement à cette voie : ces réacteurs, en effet, sont de bons producteurs de plutonium, ce qui, accessoirement, a été utile pour démarrer le programme français d'armement nucléaire, et s'avérait intéressant pour produire la masse initiale de plutonium nécessaire pour lancer un programme de réacteurs à neutrons rapides avant que ces derniers s'alimentent eux-mêmes grâce à la surgénération, jusqu'à l'atteinte d'un parc complet dans cette filière.

Le retraitement, à Marcoule, puis à La Hague, et un vigoureux programme de recherche sur la filière des réacteurs à neutrons rapides sont la conséquence logique de l'engouement pour cette perspective.

Cependant, après Rapsodie (prototype sans production d'électricité, exploité entre 1967 et 1982), Phénix (1973, toujours en fonctionnement) et Superphénix (1986-1998), le programme de réacteurs à neutrons rapides n'a pas vu le développement escompté. Notamment, la décision d'arrêt de Superphénix en 1997 – concrétisation d'une promesse électorale, mais gâchis technico-économique – a donné un coup d'arrêt (provisoire ?) à cette filière.

C'est la raison pour laquelle, après un important programme de recherches sur le recyclage du plutonium dans les réacteurs à neutrons thermiques, mené en partie sous l'égide de la Commission des Communautés européennes, la décision fut prise, en France en 1987 et dans quelques autres pays (Belgique, Allemagne, Suisse et bientôt Japon), de recycler le plutonium dans les réacteurs à eau. En France, 20 réacteurs REP-900 sur les 58 REP recyclent actuellement (en 2006) du plutonium à raison d'un tiers d'assemblages MOX (combustible constitué de quelques pour cent d'oxyde de plutonium mélangé avec de l'oxyde d'uranium appauvri) disposé dans le cœur avec deux

Tableau 31.1. Réacteurs à eau sous pression français recyclant du plutonium.

Site	Nombre de tranches
Saint-Laurent-des-Eaux	2
Gravelines	4
Dampierre	4
La Blayais	2
Tricastin	4
Chinon	4

tiers d'assemblages standards à oxyde d'uranium enrichi à quelques pour cent, dits UOX (tableau 31.1).

(Rappelons que l'on pourra trouver au chapitre 35 quelques détails sur le recyclage du plutonium dans les réacteurs à eau.)

31.4. Les besoins français en ce qui concerne le cycle du combustible

Il y a 59 réacteurs électronucléaires en fonctionnement en France : Phénix (davantage destiné aux recherches sur la transmutation de déchets nucléaires) et 58 réacteurs à eau sous pression. Les besoins de ces derniers en ce qui concerne le cycle du combustible sont donnés dans le tableau 31.2. Ils résultent de leurs caractéristiques dont les principales sont présentées dans le tableau 31.3.

Le retraitement du combustible standard irradié permet de récupérer aussi de l'uranium à près de 1 % d'isotope 235. Il est possible de le réenrichir et de le recycler (il faut accroître d'environ 0,4 % la teneur en uranium 235 par rapport à la teneur usuelle pour compenser l'empoisonnement par l'uranium 236). Actuellement, deux tranches à Cruas utilisent cet « URT » (uranium de retraitement) à raison d'une ou deux recharges par an. Ce qu'elles n'utilisent pas est conservé par EDF à titre de réserve en cas de crise sur le marché de l'uranium.

Tableau 31.2. Les besoins français en ce qui concerne le cycle du combustible associés aux 58 tranches du parc REP (chiffres de 2004) ; les masses indiquées sont des tonnes de métal lourd ; UTS : unité de travail de séparation isotopique (source : CEA, *Informations sur l'énergie*).

Puissance électronucléaire installée	63,4 GWe
Production d'électricité nucléaire	427 TWh
Besoins en uranium naturel	8 568 t U/an
Besoins en services d'enrichissement	5 000 000 UTS/an
Besoins en fabrication	
– de combustible REP UOX	1 000 t/an
– de combustible REP MOX	100 t/an
Quantité de combustible irradié produite	1 100 t/an
dont quantité retraitée (UOX)	850 t/an

Tableau 31.3. Caractéristiques des réacteurs à eau sous pression français et des recharges pour le cycle à l'équilibre (pour un taux de rejet de 0,3 % à l'usine d'enrichissement) (source : CEA, *Informations sur l'énergie*).

Modèle	REP 900	REP 900	REP 1 300	REP 1 450
Combustible	UOX	UOX+MOX	UOX	UOX
Nombre de tranches	14	20	20	4
Puissance thermique (MWe)	2 775		3 800	4 250
Puissance électrique nette (MWe)	880 à 915		1 300 à 1 335	1 455
Rendement (%)	31,7 à 33,0		34,2 à 35,1	34,2
Nombre d'assemblages de combustible	157		193	205
Nombre de crayons par assemblage	264		264	264
Masse de métal lourd par assemblage (kg)	461,7		538,5	538,5
Mode de gestion	1/4 cœur	Hybride (*)	1/3 cœur	1/4 cœur
	12 mois	12 mois	18 mois	12 mois
Irradiation moyenne (MWj/t)	41 200	41 200 et 33 800	43 500	39 000
Recharges à l'équilibre				
Nombre d'assemblages par recharge	40	28 + 16	64	69
Masse de métal lourd (tonnes)	18,5	12,9 + 7,4	34,5	37,2
Enrichissement de l'uranium (%)	3,7	3,7	4,5	3,4
Besoin en uranium naturel (tonnes)	153	107	310	280
Besoin en enrichissement (milliers d'UTS)	87	61	182	154

(*) Quatre tours pour les assemblages UOX et trois tours pour les assemblages MOX (gestion provisoire avant la « parité MOX »).

Nous avons vu (tableau 31.2) que la France consomme actuellement de l'ordre de 8 500 tonnes d'uranium naturel par an ; cela représente environ un huitième de la consommation mondiale chiffrée à 64 014 tonnes en 2000 et estimée à 70 600 pour 2005 par l'Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE (*cf.* CEA, *Informations sur l'énergie*). Ces dernières années, la production a été limitée à environ 35 000 tonnes car un stock important avait été accumulé.

Quels sont, en France, les acteurs principaux du cycle du combustible nucléaire ? La combustion en réacteurs est effectuée par EDF dans des centrales réalisées par Framatome

(groupe Areva : Areva-NP comme *nuclear power*) ; l'ensemble des opérations industrielles à l'amont et à l'aval est du ressort de Cogema (intégré également dans le groupe Areva : Areva-NC comme *nuclear cycle*), hormis la gestion des déchets à la charge de l'Andra.

32 Extraction de l'uranium

Tous les réacteurs en fonctionnement actuellement utilisent l'uranium, soit directement en ce qui concerne l'isotope 235, soit après conversion en plutonium s'il s'agit de l'isotope 238.

L'exploitation de l'uranium est faite, selon les situations, en carrière à ciel ouvert ou en mine souterraine. Dans ce dernier cas spécialement, des mesures de radioprotection sont nécessaires : la principale est une bonne ventilation pour disperser le radon qui est un descendant radioactif de l'uranium, émetteur α et gazeux donc susceptible d'être inhalé.

L'uranium est un élément relativement abondant sur Terre mais les concentrations dans les formations géologiques sont faibles. Les réserves dépendent ainsi du coût d'exploitation que l'on consent (tableau 32.1).

Tableau 32.1. Ressources mondiales raisonnablement assurées en uranium, en milliers de tonnes (évaluation 2003). Avec les technologies actuelles, l'équivalence est environ 1 tonne d'uranium naturel = 10 000 tep ; avec la surgénération, le facteur est 50 à 100 fois plus grand (source : CEA, *Informations sur l'énergie*, édition 2005).

Zone géographique	Moins de 40 $ par kg	Moins de 80 $ par kg	Moins de 130 $ par kg
Amérique du Nord	297	436	680
Amérique latine	31	92	95
UE + PECO	3	25	59
Ex-URSS	410	605	818
Afrique	266	510	641
Moyen-Orient	–	7	7
Asie + Pacifique	665	784	869
Total	1 730	2 458	3 169

Les teneurs de l'uranium dans les gisements exploités sont généralement de quelques pour mille, exceptionnellement de quelques pour cent. C'est la raison pour laquelle une première concentration est faite sur les lieux de l'exploitation : elle donne une poudre jaune contenant environ 60 à 70 % d'uranium, appelée *yellow cake*.

Après épuisement d'un gisement, ce qui est le cas de la plupart de ceux qui ont été exploités en France, les sites sont réaménagés : comblement des excavations et galeries,

mise en place d'une couverture, de digues et d'un drainage des eaux, revégétalisation et surveillance des taux de rayonnements radioactifs dans l'environnement.

En prenant un coût cohérent, en ordre de grandeur, avec le prix de l'uranium sur le marché actuel – disons, par exemple, 130 dollars américains par kg – les réserves « raisonnablement assurées » se chiffrent à environ 3,2 millions de tonnes. Au rythme des besoins d'aujourd'hui – de l'ordre de 70 000 tonnes par an – ces réserves couvrent une cinquantaine d'années.

En ajoutant les « ressources supplémentaires estimées », on atteint environ 5 millions de tonnes. Ce chiffre est à peu près triplé si l'on prend en compte les minerais terrestres à très faible teneur, tels les phosphates marocains.

Cependant, en passant de la technologie actuelle (réacteurs à eau ou technologies similaires) à des filières surgénératrices (par exemple, réacteurs à neutrons rapides) permettant de convertir en plutonium puis de fissionner l'intégralité de l'uranium, le gain en terme d'énergie produite par unité de masse d'uranium naturel serait de l'ordre de 50 : cela repousserait à une échéance fort lointaine la crainte d'une pénurie d'uranium. De plus, dans cette perspective d'une bien meilleure utilisation de la matière première, un coût plus élevé de l'uranium pourrait être accepté, ce qui accroît, comme on l'a vu, les réserves exploitables. À la limite, l'uranium dissous dans l'eau de mer constituerait un potentiel pratiquement illimité : la très faible concentration (3,3 mg/m^3) rend, aujourd'hui, prohibitif le coût de l'extraction de cet uranium, mais ce ne serait peut-être pas vraiment un handicap pour une filière surgénératrice qui consomme peu d'uranium. Dans l'hypothèse où elle serait exploitable, la masse d'uranium contenue dans les océans, malgré cette faible concentration, serait considérable : 5.10^9 tonnes, soit environ 1 000 fois les réserves terrestres.

Le thorium dont le seul isotope naturel, le thorium 232, peut être converti par capture neutronique en matière fissile, l'uranium 233, est estimé quatre fois plus abondant que l'uranium sur terre, ce qui constitue une réserve sur le long terme. En revanche, il n'y a pratiquement pas de thorium dans l'eau de mer.

33 Conversion, enrichissement, fabrication du combustible

33.1. Conversion en hexafluorure et enrichissement

L'uranium, quelle que soit son origine, a toujours la même teneur isotopique : 0,72 % d'uranium 235 (en nombres d'atomes), 99,28 % d'uranium 238 et des traces d'uranium 234. Seul le premier est directement utilisable dans les réacteurs, c'est-à-dire susceptible de subir la fission en libérant de l'énergie. Le second se transforme en un noyau fissile, le plutonium 239, s'il capture un neutron.

Dans la plupart des systèmes, notamment la filière des réacteurs à eau sous pression exploités en France, cette teneur de 0,72 % en matière fissile est trop faible pour permettre le fonctionnement du réacteur : il faut donc l'augmenter. Une possibilité est d'ajouter, si l'on en dispose, du plutonium à l'uranium : c'est ce qui est fait dans certains réacteurs, notamment en France. Si on ne dispose pas de plutonium, en particulier quand on démarre un parc de réacteurs, la seule possibilité qui reste est d'enrichir l'uranium, c'est-à-dire de séparer (en partie) les deux isotopes pour augmenter la teneur en uranium 235. En pratique, pour les réacteurs à eau, il faut viser 3 à 5 %.

La séparation isotopique est une opération difficile et coûteuse car la chimie ne permet pas de distinguer les isotopes (la chimie ne fait intervenir que les « cortèges électroniques » des atomes qui sont identiques pour les différents isotopes d'un même élément). Seuls les procédés utilisant la différence de masse sont envisageables : pour les isotopes de l'uranium, la différence de masse est faible et c'est pourquoi l'opération est difficile.

Il existe différents procédés d'enrichissement de l'uranium : nous en évoquerons trois, les deux premiers industrialisés et le troisième resté actuellement au stade des recherches et développements.

Les deux procédés industriels actuels, la diffusion gazeuse et l'ultracentrifugation, travaillent tous deux avec l'hexafluorure d'uranium UF_6, le seul composé gazeux suffisamment stable aux températures usuelles. Ils sont donc précédés d'une étape chimique de conversion de l'oxyde d'uranium (issu du *yellow cake*) en hexafluorure.

La diffusion gazeuse consiste à faire passer l'hexafluorure à travers une barrière poreuse grâce à une différence de pression : l'hexafluorure d'uranium 235, un tout petit peu

plus léger que l'hexafluorure d'uranium 238, diffuse un tout petit peu mieux à travers la barrière, et de l'autre côté le produit est légèrement enrichi. En pratique, le gain est faible : la teneur en uranium 235 augmente d'environ 0,2 %. Pour enrichir de façon significative, il faut placer en série de très nombreux « étages » d'enrichissement (il faut aussi en mettre en parallèle pour avoir des flux suffisants et pour équilibrer ces flux à toutes les teneurs) : c'est ainsi, par exemple, que l'usine française d'enrichissement Georges Besse de la société Eurodif (aujourd'hui filiale d'Areva), située à Pierrelatte (Drôme), est constituée de 1 400 étages. Cette usine, d'une capacité de 10,8 millions d'UTS par an peut alimenter une centaine de réacteurs à eau sous pression de 1 000 MWe... et fonctionne en utilisant toute la production d'électricité de trois réacteurs de 900 MWe. L'UTS, « unité de travail de séparation », caractérise la quantité de séparation isotopique effectuée en termes de masse de produits traités et de changement de teneur isotopique ; la définition précise est donnée ci-dessous en annexe.

L'ultracentrifugation a l'avantage d'être industriellement rentable même avec de plus petites unités. Dans son principe, il s'agit d'utiliser la force centrifuge pour amener préférentiellement vers la périphérie les molécules d'hexafluorure d'uranium 238 un peu plus lourdes que les molécules d'hexafluorure d'uranium 235. Là aussi, le coefficient de séparation est faible, ce qui amène à coupler en série et en parallèle des milliers de centrifugeuses. La principale réalisation actuelle est celle du consortium Urenco (Royaume-Uni, Allemagne et Pays-Bas) d'une capacité de 4,4 millions d'UTS par an. Pour l'usine Georges Besse 2, destinée à remplacer l'usine actuelle de Pierrelatte, Areva a annoncé qu'elle utilisera aussi l'ultracentrifugation.

Les procédés par lasers, qui ont fait l'objet d'importants programmes d'étude aux États-Unis et en France, sont séduisants par leur grande sélectivité – on pourrait espérer aller directement en une seule opération de 0,72 % d'uranium 235 aux quelques pour cent nécessaires pour les réacteurs à eau – et, par conséquent, leur faible consommation en énergie. Le principe est d'utiliser la très grande précision de fréquence de faisceaux laser pour exciter par éclairement l'un des isotopes sans exciter l'autre ; après ionisation, un

Tableau 33.1. Capacités mondiales d'enrichissement de l'uranium, en millions d'UTS (source : CEA, *Informations sur l'énergie*, édition 2005).

Sociétés	Pays	Procédé	Capacité nominale
USEC	États-Unis	Diffusion	18,8
MINATOM	Russie	Centrifugation	20
EURODIF	France	Diffusion	10,8
URENCO	All. + P. Bas + R.-U.	Centrifugation	4,5
JNFL/PNC	Japon	Centrifugation	1
CNNC	Chine	Diffusion	0,8
		Centrifugation	0,4
Autres	Argentine + Brésil + Pakistan	Diff./Tuyère/Centr.	0,035
Total			56,3

simple champ électrique devrait permettre de séparer les atomes. Il existe deux variantes : SILMO (séparation isotopique moléculaire) étudiée aux États-Unis et SILVA (séparation isotopique par laser sur vapeur atomique), étudié en France par le CEA ; une installation pilote a été réalisée à Marcoule (Gard), mais la technologie a été estimée trop risquée pour l'usine Georges Besse 2.

33.2. Conversion en oxyde et fabrication

C'est généralement (et notamment pour les réacteurs à eau) sous forme d'oxyde UO_2 que l'uranium est utilisé dans les éléments de combustible (l'oxyde présente une grande inertie chimique et thermique et une conductibilité thermique suffisante pour que la chaleur produite par les fissions s'évacue vers le caloporteur). Il y aura donc une nouvelle conversion chimique à faire après enrichissement, pour le passage de l'hexafluorure à l'oxyde.

Cet oxyde est ensuite façonné et placé dans des gaines. En ce qui concerne les réacteurs à eau sous pression, par exemple, le façonnage se fait sous forme de pastilles cylindriques de 8,2 mm de diamètre et de 13,5 mm de hauteur : après compactage, ces pastilles sont frittées (portées à haute température pour créer des liaisons) de façon à améliorer leur tenue mécanique, puis rectifiées. Elles sont ensuite enfilées dans des tubes en Zircaloy (alliage dont le composant principal est le zirconium) d'environ 4 m de longueur. Après placement d'un ressort de maintien et gonflage à l'hélium les tubes sont fermés et assemblés à raison de 264 par assemblage. (L'espace occupé par le ressort servira aussi d'espace d'expansion des produits de fission gazeux qui seront formés par irradiation ; la pression d'environ 25 bars d'hélium compensera en partie la pression externe – environ 155 bars – que subira le crayon lorsqu'il sera dans le cœur du réacteur.)

Comme la radioactivité de l'uranium est très faible, la fabrication des assemblages standards peut se faire sans précaution radiologiques particulières. En revanche, l'activité du plutonium (essentiellement α) est plus importante : la fabrication des assemblages MOX doit se faire en « boîtes à gants ».

Si on le recycle, le réenrichissement de l'uranium de retraitement, lui aussi légèrement actif, est fait par ultracentrifugation.

33.3. Le recyclage civil des matières militaires

Dans le contexte des négociations sur le désarmement nucléaire, de l'effondrement du Rideau de fer en 1989, de la disparition de l'URSS en 1991 et des évolutions politiques et économiques intervenues dans la Fédération de Russie, des traités de réduction des arsenaux nucléaires ont été signés ces dernières années entre Russes et Américains : SALT-1 (*strategic arms limitation talks*), signé en 1972, et SALT-2, signé en 1979 mais

Tableau 33.2. Quelques chiffres sur les matières fissiles militaires, en tonnes (évaluation donnée lors de la manifestation SFEN du 13 avril 2000).

	États-Unis	Russie
Uranium		
HEU[1] produit	994	1 400
HEU[1] en stock	750	1 270
HEU[1] déclaré en surplus	174	500
Plutonium		
Pu produit	104	145
Pu en stock	99	131
Pu déclaré en surplus	52,5	?
dont W-Pu[2]	38,2	?
Accord États-Unis – Russie sur la disposition du plutonium	34	34
dont MOX (envisagé)	25	33
immobilisation (envisagé)	9	1

[1] HEU : uranium hautement enrichi (*highly enriched uranium*).
[2] W-Pu : plutonium de qualité militaire (*weapon grade plutonium*).

jamais ratifié, puis START-1 (*strategic arms reduction talks*), signé en 1991 et START-2, signé en 1993 ; START-3 toujours pas ratifié par le Congrès américain. D'importants excédents de matières fissiles *weapon grade* (utilisables dans les armes) – uranium enrichi à plus de 90 % en isotope 235 et plutonium à moins de 6 % en isotope 240 – ont été révélés.

Le tableau 33.2 résume la situation en quelques chiffres ; ceux qui concernent les États-Unis sont publics ; ceux qui concernent la Russie sont des évaluations vraisemblables.

33.3.1. Uranium

Un accord entre la Russie et les États-Unis a été signé le 18 février 1993 : il prévoit la dilution de 500 t d'uranium hautement enrichi (soit la matière de 22 000 têtes nucléaires) devant générer, par dilution avec de l'uranium naturel 15 500 tonnes d'uranium à 4,4 %, équivalent à 150 000 tonnes d'uranium naturel. La mise sur le marché a commencé en 1994. Elle est faite de façon limitée pour ne pas trop perturber le marché de l'uranium (uranium naturel, conversion et enrichissement). Ces chiffres, en effet, peuvent être comparés aux suivants :

– production mondiale d'uranium cumulée jusqu'à fin 1999 : 2 040 000 tonnes, dont 1 190 000 tonnes pour les réacteurs et 850 000 tonnes pour les armes ;

– production mondiale d'uranium en 1999 : environ 35 000 tonnes ;

– consommation mondiale d'uranium en 1999 : environ 60 000 tonnes ;

– stock mondial actuel d'uranium en 2000 : équivalent de 850 000 tonnes d'uranium naturel, dont 70 % de matières militaires.

33.3.2. Plutonium

Les réflexions se sont engagées depuis une quinzaine d'années sur l'utilisation du surplus de plutonium. Un accord signé en 2000 entre Russes et Américains prévoit la destruction de 34 tonnes de part et d'autre (34 tonnes constitueraient la matière de 6 800 têtes nucléaires si l'on adopte le chiffre de 5 kg de plutonium pour une tête).

Des travaux de recherche et développement sont menés aux États-Unis. Du côté russe, ils ont donné lieu à une action coopérative avec la France : Aïda-1 (programme d'aide au démantèlement des armes nucléaires) signé en 1992 ; Aïda-2-Mox, signé en 1998, associant aussi l'Allemagne et, plus récemment, la Belgique et l'Italie.

La « philosophie » américaine est surtout centrée sur le risque de détournement (prolifération nucléaire). L'objectif est donc, comme pour l'uranium, de dégrader le plutonium pour le rendre impropre pour une arme. Les deux voies étudiées sont :

– le recyclage en réacteur sous forme de combustible MOX (après irradiation, une partie du plutonium aura été brûlée et la teneur en isotopes supérieurs, notamment 240, de la partie restante aura fortement augmenté) ;

– l'immobilisation, c'est-à-dire le mélange avec des déchets fortement radioactifs et l'insertion dans une matrice inerte (verre ou céramique) rendant excessivement difficile la récupération du plutonium.

La « philosophie » russe considère que les surplus (uranium comme plutonium) constitue un « trésor » compte tenu de leur pouvoir énergétique. La Russie envisage donc de recycler tout le plutonium en réacteur hormis quelques faibles quantités qui ne s'y prêtent pas.

L'immobilisation fait appel à une technologie proche de celle de la vitrification des déchets de haute activité. Le recyclage en réacteur ne semble guère poser de problèmes plus difficiles que ceux posés parle MOX usuel (plutonium issu du retraitement de combustibles irradiés), hormis une réoptimisation des concentrations compte tenu d'une meilleure composition isotopique du plutonium.

Dans un premier temps, on imagine l'affaire dans des réacteurs existants (PWR aux États-Unis) ou VVER-1000 (équivalents aux REP) et BN-600 (RNR) en Russie. On pourrait démarrer cela vers 2010, sur deux ou trois décennies à raison de 2 ou 3 tonnes de plutonium par an.

Pour prévoir le cas où cela ne suffirait pas (par exemple, 270 kg de plutonium par an seront chargés dans un VVER-1000, s'il y a un tiers d'assemblages MOX, et si l'irradiation est poussée à 40 000 MWj/t), on étudie aussi, notamment dans le programme Aïda-Mox, des réacteurs nouveaux dédiés : VVER-640 et BN-800.

La société Framatome et ses partenaires dans l'affaire poussent aussi l'idée d'un GT-MHR dédié à l'incinération du plutonium militaire. Ce projet « gaz turbine - modular helium reactor » est un réacteur de puissance modeste (d'où la modularité) du type hélium-graphite à haute température et à cycle direct.

En ce qui concerne, enfin, l'incidence sur le marché de l'uranium, on notera qu'elle est faible, puisque l'ordre de grandeur, en terme de masse de matière fissile donc de pouvoir énergétique, est, pour le plutonium, environ d'un facteur 10 plus faible par rapport à l'uranium hautement enrichi.

33.4. Annexe : définition du travail de séparation isotopique

Les définitions sont ci-dessous sont développées sur l'exemple de l'enrichissement de l'uranium en isotope 235 ; elles peuvent être généralisées à l'enrichissement isotopique de n'importe quel élément chimique.

33.4.1. Bilan des masses

Considérons un étage de séparation isotopique. Il est caractérisé par les teneurs en masse[1] de l'isotope 235 N_0, N_1 et N_2 respectivement à l'entrée et aux sorties enrichie et appauvrie, et par les masses M_0, M_1 et M_2 qui le traversent pendant une durée donnée. La conservation de masse totale et celle de la masse d'uranium 235 conduisent aux relations :

$$M_0 = M_1 + M_2$$

$$M_0 N_0 = M_1 N_1 + M_2 N_2$$

d'où l'on déduit :

$$\frac{M_1}{M_0} = \frac{N_0 - N_2}{N_1 - N_2} \text{ et } \frac{M_2}{M_0} = \frac{N_1 - N_0}{N_1 - N_2}$$

Les mêmes relations s'appliquent aussi si l'on considère non pas un étage élémentaire mais l'usine complète.

33.4.2. Travail et puissance de séparation

On peut caractériser une masse unité d'uranium par son « potentiel isotopique », ou sa « valeur », $V(N)$, fonction de sa teneur N. L'accroissement de potentiel à la traversée d'un étage (ou pour l'usine complète) est :

$$\delta V = \frac{M_1}{M_0} V(N_1) + \frac{M_2}{M_0} V(N_2) - V(N_0)$$

Pour une masse M_0 à l'entrée, le travail de séparation de l'étage ou de l'usine sera défini par :

$$\delta U = M_0 \delta V = M_1 V(N_1) + M_2 V(N_2) - M_0 V(N_0)$$

Si la valeur est définie comme une grandeur sans dimension, ce travail s'exprime en unité de masse, par exemple en kilogrammes ; on précisera kilogrammes UTS (unités de travail de séparation). De même en raisonnant pendant une unité de temps, on définira la puissance de séparation exprimée en travail de séparation par unité de temps, par exemple kg UTS par an.

Noter que, pour que les définitions soient cohérentes, il est nécessaire que le travail de séparation d'une usine complète soit la somme des travaux de séparation des différents étages qui la constituent, que ceux-ci soient en série ou en parallèle.

---

[1] En neutronique, on utilise les teneurs en nombres de noyaux pour exprimer les sections efficaces macroscopiques ; pour la séparation isotopique, il est usuel d'utiliser les teneurs et d'exprimer les bilans en masse.

33.4.3. Potentiel isotopique

La fonction « potentiel isotopique » V a été définie par les physiciens qui ont travaillé sur la diffusion gazeuse ; lorsque d'autres procédés de séparation ont été développés (ultra-centrifugation, procédés par laser...), elle a été conservée même si les hypothèses qui ont permis de la définir simplement dans le cas de la diffusion gazeuse ne sont plus toujours réellement vérifiées.

Dans le cas de la diffusion gazeuse, on montre que pour un étage élémentaire :

$$\alpha = \frac{\dfrac{N_1}{1-N_1}}{\dfrac{N_0}{1-N_0}} \quad \text{et} \quad \beta = \frac{\dfrac{N_2}{1-N_2}}{\dfrac{N_0}{1-N_0}}$$

sont des grandeurs indépendantes de la teneur N_0 à l'entrée si le rapport entre les débits de sortie est fixé. Ces grandeurs sont proches de l'unité (en pratique, $\alpha \simeq 1{,}002$ et $\beta \simeq 0{,}998$) : on peut donc poser $\alpha = 1 + \varepsilon$ et $\beta = 1 - \eta$ avec ε et η petits. Les calculs au premier ordre montrent qu'alors :

$$N_1 - N_0 \simeq N_0(1 - N_0)\varepsilon \quad \text{et} \quad N_0 - N_2 \simeq N_0(1 - N_0)\eta$$

En reportant ces expressions dans celle du gain de potentiel isotopique dans l'étage, on obtient :

$$\delta V \simeq \frac{\varepsilon\eta}{2}[N_0\,(1 - N_0)]^2 V''(N_0)]$$

On veut que le travail de séparation de l'étage (pour une masse unité) soit indépendant de la teneur à l'entrée ; pour cela, il faut que V vérifie l'équation différentielle :

$$[N(1 - N)]^2 V''(N) = \text{constante}$$

(cela assure aussi que le travail de séparation de l'usine soit la somme des travaux effectués par chaque étage).

La constante peut être prise égale à 1, puisque l'unité de potentiel est arbitraire. Par intégration, on en déduit :

$$V(N) = A + BN + (2N - 1)\,\ln\frac{N}{1-N}$$

La constante A peut-être prise nulle, puisqu'un potentiel n'est défini qu'à une constante près. Par ailleurs, on peut remarquer que les deux isotopes jouent des rôles symétriques : le potentiel ne doit pas varier si l'on permute N et $1 - N$; cela est réalisé en prenant $B = 0$; d'où :

$$V(N) = (2N - 1)\,\ln\frac{N}{1-N}$$

(voir la figure 33.1).

Avec cette définition, le travail de séparation d'un étage lorsqu'il est traversé par une masse unité est :

$$\delta U \simeq \frac{\varepsilon\eta}{2}$$

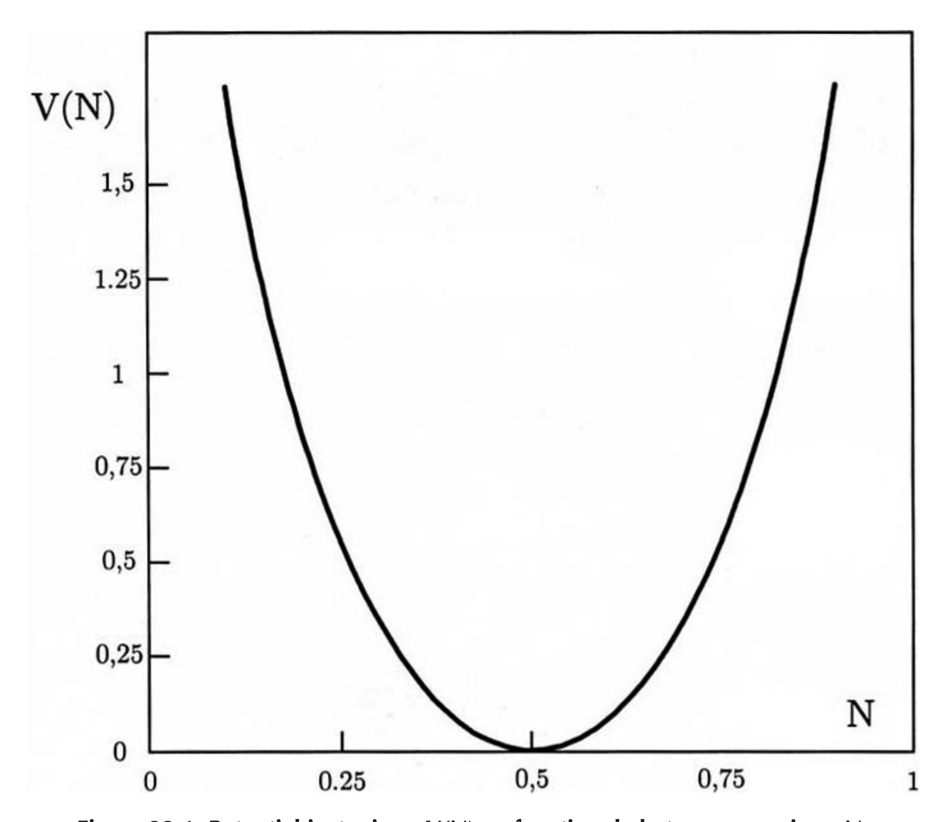


Figure 33.1. Potentiel isotopique *V(N)* en fonction de la teneur massique *N*.

33.4.4. Coût de l'uranium enrichi

Le coût de l'uranium enrichi est constitué de deux postes :

1/ le coût de l'uranium de teneur N_0 alimentant l'usine (en pratique, de l'uranium naturel) nécessaire pour obtenir la masse requise d'uranium enrichi ; nous désignerons par C_0 le coût de l'unité de masse d'uranium de teneur N_0 ;

2/ le coût du travail de séparation.

Ce dernier est défini, pour une unité de travail de séparation (UTS), par :

$$C_\Delta = F/\Delta U$$

où *F* est l'ensemble des charges financières de l'usine considérée, hors uranium d'alimentation, pour le laps de temps nécessaire pour effectuer un travail de séparation ΔU.

Si l'on suppose nul le prix de l'uranium appauvri, le coût de l'unité de masse de l'uranium enrichi, tel qu'il sort de l'usine (en pratique sous la forme d'hexafluorure), est donc C_1 tel que :

$$M_1 C_1 = M_0 C_0 + \Delta U C_\Delta$$

soit :

$$C_1 = \frac{N_1 - N_2}{N_0 - N_2} C_0 + \{V(N_1) - (N_0) + \frac{N_1 - N_0}{N_0 - N_2}[V(N_2) - V(N_0)]\} C_\Delta$$

À titre d'exemple, le tableau 33.3 donne quelques valeurs de C_1 en fonction de N_1 pour N_0 = 0,7112 % (uranium naturel), N_2 = 0,22267 % et $C_1 = C_\Delta = 1$.

Tableau 33.3. Coût de l'uranium enrichi en fonction de sa teneur (exemple) ; la première valeur est la partie proportionnelle au coût de l'uranium naturel ; la deuxième valeur est la partie proportionnelle au coût du travail d'enrichissement ; la troisième valeur est le total.

N_1 (%)	Coût		
1	1,596	0,344	1,941
2	3,660	2,035	5,695
3	5,725	4,024	9,749
4	7,789	6,138	13,927
5	9,853	8,322	18,175

33.4.5. Optimisation du taux de rejet de l'usine

Pour une usine, caractérisée par un coût de l'UTS C_Δ, et dans une conjoncture donnée, caractérisée par un coût de l'uranium naturel C_0, on peut se demander quel taux de rejet adopter. Un critère peut être de rechercher le coût minimum de l'uranium enrichi. En annulant la dérivée de C_1 par rapport à N_2, on obtient l'équation :

$$C_0/C_\Delta + V(N_2) - V(N_0) + (N_0 - N_2)V''(N_2) = 0$$

donnant la valeur optimale de N_2. On remarque que celle-ci est indépendante de la teneur N_1 de l'uranium enrichi produit. Le tableau 33.4 donne quelques valeurs numériques selon le rapport C_0/C_Δ ; bien entendu, plus l'uranium naturel est cher, plus on a intérêt à en extraire l'isotope 235.

Tableau 33.4. Teneur de rejet optimale selon le rapport entre le coût de l'uranium naturel et celui du travail d'enrichissement.

C_0/C_Δ	0,2	0,3	0,5	1	2	3	5
N_2(%)	0,4023	0,3590	0,3025	0,2267	0,1583	0,1242	0,0881

34 Aval du cycle

L'aval du cycle du combustible nucléaire concerne toutes les opérations faites après déchargement du cœur du réacteur. Dans tous les cas, un certain délai de « refroidissement » (atténuation de l'activité radioactive) est nécessaire avant toute autre opération. Ensuite, soit les assemblages sont entreposés avant un éventuel stockage définitif, soit ils sont retraités. Nous décrirons ici cette deuxième option qui est l'option française. À l'issue du retraitement, les matières énergétiques sont recyclées (comme nous l'avons vu au chapitre 31) et les autres sont conditionnées en tant que déchets nucléaires : ce dernier aspect sera décrit au chapitre 39.

Remarque : les spécialistes préconisent le terme d'« entreposage » pour une solution considérée comme transitoire, même de longue durée, et de « stockage » pour une solution considérée comme définitive et irréversible.

34.1. Entreposage pour refroidissement

La radioactivité des produits de fission et des actinides (noyaux lourds) contenus dans un combustible irradié se traduit par un dégagement important de chaleur ; par exemple, pour un assemblage de réacteur à eau sous pression, elle est de l'ordre de 25 kW/t au moment du déchargement. Cette « puissance résiduelle » décroît ensuite, mais relativement lentement : elle est de l'ordre de 7 kW/t deux ans plus tard et de 3 kW/t quatre ans plus tard.

C'est la raison pour laquelle un assemblage irradié est entreposé en piscine pour attendre un certain « refroidissement » : l'eau de la piscine joue à la fois les rôles de caloporteur et de protection radiologique.

Si l'assemblage est destiné à être retraité, il restera au moins un an dans la piscine de la centrale où il a été irradié, puis il sera transporté sur le site du retraitement où il attendra souvent encore plusieurs années avant d'être repris et traité. Si l'assemblage n'est pas destiné à être retraité, l'entreposage sur le site de la centrale peut être beaucoup plus long, avant un éventuel autre entreposage, en attendant une solution définitive (stockage).

34.2. Retraitement

La forte radioactivité des assemblages irradiés résulte à la fois des produits de fission (centaines de nucléides radioactifs β, de numéros atomiques s'étageant de 32 à 67) et des noyaux lourds (reliquat de ceux qui formaient le combustible initial et actinides formés par l'irradiation, tous – et surtout les actinides mineurs – émetteurs α et quelques-uns β). Cette radioactivité est la source de la puissance résiduelle. Rappelons que les décroissances α et β sont souvent suivies de rayonnements γ, les plus difficiles à arrêter et posant donc les principaux problèmes de radioprotection au niveau de l'entreposage et, s'il y lieu, du retraitement. Le tableau 34.1 donne un exemple de la composition d'un tel combustible irradié.

Il ressort de ce tableau que 4,87 % de la masse initiale d'uranium a été fissionnée ; 0,68 % a été dégradée (0,54 en uranium 236 et 0,14 % en actinides mineurs) ; 1,17 % a été convertie en plutonium aux deux tiers fissile (isotopes impairs) ; il reste 0,74 % d'uranium 235 fissile et 92,5 % d'uranium 238 fertile. Outre la possibilité d'un conditionnement des matières radioactives sans intérêt économique, la récupération du plutonium et de l'uranium pour un recyclage (voir chapitre 31) justifie le retraitement.

Nous l'avons dit, la France est l'un des rares pays équipés de centrales nucléaires pratiquant le retraitement du combustible irradié. Cela est réalisé par un procédé appelé PUREX (*Plutonium, Uranium Refining by Extraction*) dans les usines d'Areva à La Hague (Cotentin). Leur capacité est de 1 700 t de métal lourd par an, dont environ 850 pour le compte des centrales REP (ou PWR) d'Électricité de France, le reste étant prévu pour le retraitement contractuel de combustibles étrangers en provenance de centrales PWR ou BWR.

Tableau 34.1. Composition pondérale (en kg/t d'uranium initial) d'un combustible REP initialement à uranium enrichi à 4 %, irradié à 47,5 GWj/t, puis refroidi 4 ans. Composition initiale : uranium 238 : 959,61 ; uranium 235 : 40 ; uranium 234 : 0,39 (source : L. Patarin, *Le cycle du combustible nucléaire*, EDP Sciences, 2002).

Uranium	**238**	**925**
	235	7,45
	236	5,37
	234	0,24
Plutonium	239	6,10
	240	2,80
	241	1,50
	242	0,90
	238	0,37
Principaux actinides mineurs :		
Neptunium	237	0,67
Américium	241	0,37
	243	0,26
Curium	244	0,09
Produits de fission(*)		48,7

(*) Dont fission ^{235}U : 67 % ; fission ^{238}U via Pu : 33 %.

Une installation de retraitement est, dans son principe, une usine chimique relativement classique. Mais comme elle manipule des produits hautement radioactifs, toutes les opérations (y compris l'entretien et la maintenance) doivent être entièrement automatisées. En outre, ces produits contenant des matières fissiles (uranium 235 et plutonium) en concentration notable, il faut veiller au risque de criticité, c'est-à-dire s'assurer que la condition critique permettant le démarrage intempestif d'une réaction en chaîne de fission n'est nulle part et jamais approchée. Cela concerne en particulier l'appareil de dissolution (deuxième étape ci-dessous).

Sans entrer dans le détail, on peut résumer l'opération de retraitement en quelques grandes étapes :

1/ Cisaillage des assemblages irradiés en tronçons de quelques centimètres après avoir détaché la tête et le pied de l'assemblage.

2/ Dissolution à l'acide nitrique du combustible proprement dit (les fragments de gaines ne sont pas attaquées et constitueront ce qu'on appelle les « coques »).

3/ Clarification, puis extraction liquide-liquide à contre-courant pour la séparation de l'ensemble uranium + plutonium de l'ensemble produit de fission + actinides mineurs.

4/ Extraction liquide-liquide à contre-courant pour la séparation de l'uranium du plutonium.

5/ Purification et conversion de l'uranium en nitrate d'uranyle et du plutonium en oxyde PuO_2.

6/ Au fur et à mesure : traitement des gaz (essentiellement des produits de fission) et des « fines de dissolution » (produits de fission indissous).

34.3. Conclusions

L'aval du cycle du combustible est souvent considéré, avec le risque d'accident des réacteurs, comme le point faible, le « talon d'Achille » de l'énergie nucléaire : il est vrai, en effet, que « gérer » des produits souvent hautement radioactifs pose des difficultés et mérite un soin particulier dans la prévention des risques.

Sans minimiser ces difficultés, il est bon de rappeler que ces déchets se caractérisent en comparaison d'autres déchets industriels par des aspects intéressants :

– contrairement aux déchets chimiques, il ne sont pas éternels, mais disparaissent spontanément par radioactivité, avec, pour quelques-uns d'entre eux, des périodes très longues (mais rappelons qu'une longue période signifie une faible activité radioactive) ;

– les volumes à traiter sont peu importants (une conséquence de la grande concentration massique de l'énergie nucléaire) ;

– la radioactivité est un phénomène naturel auquel la vie s'est adaptée ; la dangerosité des rayonnements est une question de dosage.

En France, le Parlement a tenu à ce que des décisions concernant l'aval du cycle ne soient pas prises prématurément : la loi votée le 30 décembre 1991 a initié un programme de recherche de quinze ans devant permettre de dégager les éléments pertinents des choix

sur le long terme. Nous présentons les points essentiels de cette loi au chapitre 39. Disons ici que trois axes de recherche sont ouverts :

1/ Séparation-transmutation des déchets.

2/ Stockage en formation géologique profonde.

3/ Conditionnement et entreposage de longue durée.

À côté d'autres développements industriels, l'énergie nucléaire pose ainsi de façon particulièrement aiguë des questions éthiques sur le legs que nous laisserons aux futures générations. Souhaitons que les réponses qui seront apportées constitueront un modèle – le paradigme – d'une application pragmatique du « principe de précaution » : cerner le risque sans bloquer l'action vers le progrès.

35 Recyclage du plutonium dans les réacteurs à eau

Comme nous l'avons vu, sur le plan de la physique et de l'économie générale des matières fissiles et fertiles, le recyclage du plutonium est le plus intéressant dans les réacteurs surgénérateurs à neutrons rapides ; mais dans certains pays, tels la France, le traitement industriel des combustibles irradiés dans les réacteurs à neutrons thermiques a rendu disponibles des quantités de plutonium bien supérieures à celles susceptibles d'être utilisées dans les quelques réacteurs à neutrons rapides existants ; cela a conduit à étudier, puis réaliser (en France depuis 1987 ; voir le chapitre 31) le recyclage du plutonium dans les réacteurs à eau. Nous présenterons les aspects physiques et technologiques de cette opération sur l'exemple français des réacteurs à eau sous pression, mais les problèmes sont essentiellement les mêmes pour les réacteurs à eau bouillante.

35.1. Masses et composition isotopique du plutonium

La proportion de plutonium parmi les noyaux lourds d'un combustible irradié, ainsi que sa composition isotopique, dépendent de la combustion massique au déchargement du cœur. Un exemple est donné au tableau 34.1 du chapitre précédent. Traduite en pourcentages isotopiques, la composition du plutonium concerné est la suivante (tableau 35.1) :

Tableau 35.1. Composition isotopique du plutonium obtenu au retraitement du combustible REP considéré au tableau 34.1.

Isotope	Proportion
238	3 %
239	52 %
240	24 %
241	13 %
242	8 %

Sur cet exemple, près des deux tiers des noyaux de plutonium sont fissiles (isotopes 239 et 241). En règle générale, la proportion des isotopes supérieurs, notamment le plutonium 242, s'accroît avec l'irradiation avant déchargement.

Avec les éléments des tableaux 31.2 et 34.1, on pourra vérifier que le retraitement du combustible à uranium irradié dans les réacteurs à eau sous pression du parc français fournit une dizaine de tonnes de plutonium par an.

35.2. Comment recycler le plutonium ?

En ordre de grandeur, ces 10 tonnes de plutonium représentent 15 % des besoins annuels en matière fissile du parc REP français. Deux modes de recyclage peuvent être envisagés.

– Un **recyclage homogène**, dit MIX, consiste à mélanger le plutonium disponible à l'uranium enrichi – mais légèrement moins que ce qui aurait été nécessaire sans le plutonium – dans tous les assemblages des réacteurs du parc, ou au moins de certains d'entre eux, ceux dédiés à ce recyclage. Si elle n'est pas inintéressante sous l'angle neutronique, cette solution à été d'emblée écartée pour des raisons de coûts : tous les assemblages sont grevés du surcoût de fabrication résultant de la présence du plutonium (travail en boîtes à gants et contraintes de radioprotection dans toutes les manipulations à cause de l'activité α du plutonium, beaucoup plus importante que celle de l'uranium).

– Un **recyclage hétérogène**, dit MOX, consiste à spécialiser les assemblages contenant le plutonium. Ce dernier est mélangé non pas avec de l'uranium enrichi, mais avec de l'uranium naturel (voire de l'uranium appauvri ou de l'uranium de retraitement), à une teneur évidemment beaucoup plus forte que dans le cas homogène, puisque le plutonium constitue maintenant l'essentiel et non pas une faible fraction de la matière fissile. La plus forte teneur n'augmente pas beaucoup le surcoût de fabrication des assemblages à plutonium, mais ce mode de recyclage réduit grandement le nombre d'assemblages concernés. C'est donc cette solution qui est adoptée en pratique dans tous les pays pratiquant le recyclage du plutonium dans les réacteurs à eau.

La solution la plus simple aurait été, en outre, de spécialiser quelques réacteurs en les chargeant complètement d'assemblages MOX. Mais cela s'est avéré impossible pour des raisons de sûreté liées à une moindre efficacité des absorbants – grappes de commande, poisons consommables et, pour les REP, acide borique en solution – dans les assemblages à plutonium. Cette réduction d'efficacité provient des sections efficaces d'absorption des neutrons thermiques beaucoup plus grandes pour le plutonium que pour l'uranium, ce qui privilégie les absorptions dans le combustible au détriment de celles dans ces autres absorbants. Les études ont montré qu'on ne pouvait raisonnablement pas envisager plus de la moitié d'assemblages MOX dans un cœur ; par précaution, on a adopté la règle : un tiers d'assemblages MOX, deux tiers d'assemblages standards à uranium (UOX).

La conséquence concrète de ce chargement partiel en MOX des cœurs concernés va être la juxtaposition d'assemblages des deux types avec des interfaces entre zones d'absorptions très différentes ; les équations de la neutronique montrent qu'il en résulte un pic de puissance, près de l'interface, du côté de la zone absorbante, c'est-à-dire du MOX. Pour éviter ces pics s'avérant prohibitifs (points chauds où la gaine risquerait d'être détériorée), il a fallu pratiquer un « zonage » des MOX. En pratique, il faut adopter trois teneurs en plutonium pour les crayons de combustible : ceux à plus faible teneur sont placés en périphérie pour atténuer la transition avec la zone à uranium et, pour compenser, la teneur est accrue dans les crayons centraux. La figure 29.11 donne un exemple d'un tel zonage.

35.3. Peut-on recycler plusieurs fois le plutonium ?

L'uranium 238 restant largement majoritaire en nombre de noyaux dans les assemblages MOX comme dans les assemblages standards, une partie est convertie de nouveau en plutonium. Globalement, la masse de plutonium restant dans les assemblages MOX irradiés est de l'ordre des deux tiers de la masse initiale. Il paraîtrait donc judicieux, *a priori*, de retraiter les assemblages MOX comme les assemblages standards. Mais, en pratique, cela n'est pas fait à cause de la composition isotopique dégradée du plutonium restant dans les assemblages MOX usés (plutonium de deuxième génération), en particulier une teneur relativement importante en isotope 242 (plus d'une dizaine de pour cent). Ce dernier capturant fortement les neutrons de façon stérile, il faudrait, si l'on voulait recycler ce plutonium de seconde génération, envisager une teneur sensiblement plus élevée que celle adoptée pour le plutonium de première génération. Il se trouve qu'accroître la teneur en plutonium dégrade le coefficient de température de modérateur, c'est-à-dire a tendance à le rendre positif... ce qui finalement condamne le second recyclage dans ces conditions. *A fortiori*, un recyclage de plutonium de troisième, quatrième... générations semble donc exclus. C'est la raison pour laquelle, les assemblages MOX irradiés dans des réacteurs du parc français ne sont pas, actuellement, retraités.

Un multirecyclage du plutonium dans les réacteurs à eau est cependant possible. La solution passe par le mélange de plutonium de « mauvaise » composition isotopique avec du plutonium de « bonne » composition isotopique. Un tel mélange pourrait s'opérer directement dans le cœur du réacteur avec le concept MIX que nous avons évoqué ci-dessus, mais qui n'est pas pratiqué pour des raisons de coût. Il pourrait aussi être fait après le retraitement en mélangeant du plutonium provenant de différentes origines. Une autre possibilité serait, si l'on peut dire, le « MIX hétérogène » : chaque assemblage contiendrait à la fois du plutonium et de l'uranium enrichi mais dans des éléments de combustible distincts, avec une géométrie (notamment un rapport de modération) bien choisie pour permettre un recyclage illimité. Le concept APA (figure 30.2) répondrait à ce critère ; ces assemblages pourraient se substituer dans les cœurs existants (même géométrie extérieure des assemblages) à condition de modifier la disposition des crayons absorbants des grappes de commande.

Le recyclage du plutonium dans les réacteurs à eau est donc aujourd'hui une réalité industrielle. Elle apporte une solution transitoire et partielle à l'accumulation de cet élément artificiel. Ce recyclage dans ces réacteurs actuels du parc pourrait sans aucun doute être amélioré pour une utilisation plus complète du plutonium ; cependant, avec ces réacteurs, on n'augmentera tout au plus que de quelques dizaines de pour cent l'énergie extraite de l'uranium fourni par la nature. Seule la surgénération – visée dans la plupart des concepts de « quatrième génération » – permettra de changer réellement des ordres de grandeurs : gain d'un facteur de l'ordre de 50 sur l'énergie fournie par l'uranium, grâce à la conversion complète de l'isotope 238, puis sa fission.

Partie VII

ASPECTS SANITAIRES ET ENVIRONNEMENTAUX DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

36 Effets des rayonnements ionisants

36.1. Définition des rayonnements ionisants

On appelle « rayonnement » tout flux de particules (photons, électrons, protons, neutrons, ions, etc.) se déplaçant dans l'espace. On parle, par exemple, du rayonnement solaire arrivant à la surface de la Terre, constitué essentiellement de photons et, en particulier, de lumière visible. Les origines des rayonnements sont diverses : astres, appareillages ménagers ou industriels (lampes, fours à micro-ondes, accélérateurs de particules...), matières radioactives.

Certains rayonnements sont dits « ionisants » : quand ils traversent la matière, ils y créent des ions, c'est-à-dire des atomes hors de l'équilibre électrique, soit parce qu'il leur manque un ou quelques électrons (ions positifs), soit parce qu'ils ont un ou quelques électrons en trop (ions négatifs) : le long de leur trajectoire, les particules d'un tel rayonnement peuvent « bousculer » des électrons, en en arrachant à certains atomes pour les déplacer vers d'autres. Par les dégâts qu'ils provoquent ainsi dans la matière, ces rayonnements sont dangereux.

Les rayonnements émis par la radioactivité – généralement appelés pour simplifier « rayonnements radioactifs » – sont, directement ou indirectement, ionisants : c'est pour cette raison qu'il faut s'en protéger au-delà d'une certaine intensité. Notons qu'il existe aussi des rayonnements ionisants d'origine non radioactive, par exemple, le rayonnement constitué des neutrons susceptibles de s'échapper d'un réacteur nucléaire (indirectement ionisants), ou les rayonnements issus des accélérateurs.

36.2. Sources de rayonnements liés à l'énergie nucléaire

Même si elle est loin d'être la seule, l'énergie nucléaire est à l'origine de nombreux produits radioactifs et d'intenses rayonnements ionisants. Les rayonnements émis directement par le cœur d'un réacteur en fonctionnement sont essentiellement constitués de *photons* γ et de *neutrons*. Ces derniers assurent la réaction en chaîne de fissions libérant l'énergie nucléaire (*cf.* chapitre 27) : cheminant au hasard dans le cœur, certains risquent de s'en

échapper. Les photons γ sont souvent émis lors des diverses réactions nucléaires, notamment les fissions, les captures radiatives de neutrons et les désintégrations radioactives des produits de fission : comme leur parcours est relativement long (à l'échelle du décimètre), certains risquent également de s'échapper du cœur. (En revanche, le parcours des fragments de fission, des particules α et des électrons est trop faible pour qu'ils puissent s'échapper du cœur.) C'est pour arrêter ces rayonnements γ et neutroniques qu'outre les épaisseurs conséquentes d'eau et d'acier placées au-delà du cœur (réflecteur, cuve...), on enferme le réacteur nucléaire dans un caisson en béton. Sauf circonstance accidentelle grave et donc très improbable, ces rayonnements sont ainsi intégralement absorbés.

Les manipulations des matières nucléaires en amont et en aval de la combustion dans le réacteur sont aussi sources de rayonnements d'origine purement radioactive. En amont, la radioactivité mise en jeu est peu importante : presque négligeable s'il s'agit d'uranium, un peu plus conséquente et exigeant des précautions s'il s'agit de plutonium. En aval de l'étape réacteur, l'activité radioactive des matières est, en revanche, considérable. Dans un premier temps, on laisse « refroidir » en piscine les combustibles nucléaires irradiés, pendant au moins une année, ce qui permet à beaucoup des radionucléides de « décroître » passablement, puisque les périodes sont, pour la plupart, relativement courtes ; les rayonnements sont arrêtés par l'eau de la piscine (par circulation naturelle, l'eau emporte également la chaleur émise par les désintégrations radioactives). Ensuite, soit on entrepose ces assemblages irradiés avant un futur stockage définitif, soit, comme en France notamment, on retraite ces assemblages : les matières énergétiques (uranium résiduel, plutonium) pourront être recyclées, et les autres produits radioactifs seront conditionnés en vue d'un stockage définitif ou d'un entreposage provisoire. Cette opération de retraitement qui représente en terme d'industrie chimique une opération relativement standard, doit être faite sans intervention humaine, puisque tout doit être effectué derrière des protections suffisamment efficaces (parois de béton, piscines...).

36.3. Interactions des rayonnements avec la matière

Les rayonnements constitués de **particules chargées** sont directement ionisants : les charges électriques qu'ils transportent peuvent attirer les électrons rencontrés sur le passage et ainsi créer des ions positifs et négatifs ; le transfert linéique d'énergie (par unité de longueur) est d'autant plus important que les particules sont lourdes et chargées. C'est ainsi que les **fragments de fissions** – noyaux de grande masse et de forte charge – ne parcourent que quelques micromètres bien que leur vitesse initiale se mesure en milliers de kilomètres par seconde ! Il restent donc au sein de la matière combustible ou dans une mince couche interne des gaines. Les **particules α** ont un parcours dans la matière solide ou liquide de l'ordre du **dixième de millimètre**. (Le parcours des rayonnements dans les gaz aux conditions usuelles sont cent à mille fois plus longs que dans la matière condensée.) Les **électrons** et les **positons** (anti-électrons, porteurs d'une charge élémentaire positive) effectuent un parcours de l'ordre du **millimètre**. Les positons terminent leur existence en s'annihilant avec un électron de la matière ; l'annihilation transforme la masse de ces deux particules en énergie pure, selon la relation d'Einstein $E = mc^2$: deux photons de 511 keV sont émis dans deux directions opposées.

Les rayonnements constitués de **particules neutres** ne sont pas directement ionisants ; cependant leur nocivité est similaire à celle des précédents car ces rayonnements sont à l'origine de l'émission de particules chargées, le plus souvent des électrons.

Les **photons** interagissent avec la matière principalement selon trois processus :

1) L'**effet photoélectrique** : le photon est absorbé par un électron d'un cortège atomique ; si l'énergie est suffisante, l'électron est arraché à l'atome, créant un ion et un rayonnement électronique.

2) L'**effet Compton** : le photon est diffusé par un électron et repart dans une autre direction avec une énergie moindre, la quantité d'énergie perdue par le photon étant acquise par l'électron. Là encore, un ion et un rayonnement électronique sont créés (mais contrairement à l'effet photoélectrique, le photon continue son cheminement).

3) La **création d'une paire électron-positon** lorsque le photon passe au voisinage d'un noyau atomique et si son énergie est suffisante (deux fois 511 keV – équivalent énergétique de la masse de chacune des particules créées –, soit 1,02 MeV) : le photon disparaît dans ce processus et les deux particules chargées sont émises dans la matière.

Ces interactions ayant un caractère aléatoire, la distance qui sera parcourue par un photon d'énergie donnée dans une matière donnée n'est pas toujours la même (contrairement à ce qui est observé pour les particules chargées) ; pour donner un ordre de grandeur, disons qu'elle est de quelques centimètres à quelques décimètres.

Les **neutrons** sont à l'origine de divers rayonnements selon la matière traversée et les types d'interactions. On peut en distinguer deux classes :

1) Les **diffusions** : dans ces réactions, le neutron rebondit à la surface d'un noyau rencontré sur son passage et est ainsi plus ou moins ralenti, l'énergie perdue étant communiquée au noyau percuté ; ce dernier constituera un rayonnement ionique (en outre, quelquefois, il y a aussi émission de photons γ). L'énergie de recul est plus importante si le noyau percuté est léger, en particulier s'il s'agit d'hydrogène : ce processus est ainsi important dans les matériaux hydrogénés (on parle alors de l'émission de protons de recul).

2) Les **absorptions** qui libèrent systématiquement une nouvelle particule, le plus souvent un photon, mais parfois aussi un proton ou une particule α : nous sommes ainsi ramenés aux cas précédents.

Comme pour les photons, ces interactions, et donc les distances parcourues par les neutrons, ont un caractère aléatoire. Si la distance entre deux diffusions successives est typiquement de l'ordre du centimètre, la distance totale parcourue par les neutrons (à vol d'oiseau) est plutôt de l'ordre du décimètre, car les neutrons subissent souvent de nombreuses diffusions avant d'être absorbés.

36.4. Effets des rayonnements sur la matière inerte

D'une façon générale, l'action des rayonnements sur la matière se traduit par une dégradation des propriétés des matériaux. En voici quelques exemples caractéristiques.

Les **composants électroniques** standards sont très sensibles à l'action des rayonnements, en particulier aux neutrons (déplacements d'atomes) et aux électrons émis lors des interactions avec la matière des rayonnements γ : ceux-ci risquent de provoquer des courts-circuits et d'induire ainsi des signaux parasites. Par le choix des matériaux, par une optimisation de l'architecture des circuits et par l'interposition d'écrans, on sait, dans une certaine mesure durcir l'électronique de façon à la rendre moins sensible. Cela est nécessaire notamment pour l'électronique placée dans ou près du cœur des réacteurs nucléaires, celle des satellites artificiels (le rayonnement ambiant dans l'espace interplanétaire est important) et pour les composants des armements susceptibles d'être atteints par les rayonnements d'une explosion nucléaire.

Les **gaines des crayons de combustible des réacteurs nucléaires** sont soumises pendant toute la durée de l'irradiation en réacteur à un intense niveau de rayonnement, en particulier par les neutrons rapides provoquant de nombreux déplacements d'atomes par les chocs sur des noyaux et les chocs de ces derniers sur leurs voisins. Ces déplacements d'atomes – on peut atteindre une centaine de déplacements par atome au cours de l'irradiation d'un assemblage de réacteurs à neutrons rapides – provoquent des défauts (lacunes et atomes interstitiels supplémentaires) qui, heureusement, se résorbent dans une certaine mesure au cours du temps. Cependant, c'est généralement davantage le risque de rupture de gaine que l'usure de la matière fissile qui limite la durée d'irradiation des combustibles nucléaires (en pratique, de l'ordre de quatre ans).

La **cuve des réacteurs à eau**, bien que séparée du cœur proprement dit par 20 ou 30 centimètres d'eau et d'acier, reçoit un flux de neutrons rapides relativement intense (dans les réacteurs à eau, le parcours moyen des neutrons rapides est plus long que celui des neutrons lents et, évidemment, les collisions des neutrons sur les noyaux provoquent d'autant plus de dégâts que l'énergie des neutrons est élevée). Cette irradiation fragilise à la longue l'acier de la cuve en le rendant plus cassant. Il est, bien entendu, totalement exclu de tolérer une rupture de cuve, et il n'est pas techniquement envisageable de remplacer ce composant des centrales nucléaires à eau. C'est pourquoi on choisit des plans de chargement qui limitent le flux reçu par la cuve ; une surveillance de l'irradiation reçue est faite, grâce à des calculs prévisionnels et à l'examen d'éprouvettes constituées du même acier que celui de la cuve et placées sur la paroi interne, pour s'assurer qu'il n'y aura aucun risque pendant toute la durée de vie prévue pour le réacteur.

Sans chercher l'exhaustivité, voici un quatrième exemple : les **matériaux d'enrobage des déchets radioactifs** – acier, bitume, ciment, verre, etc. – subiront pendant toute la durée de décroissance radioactive de ces déchets les rayonnements α, β et γ qu'ils émettront. Là aussi, les problèmes de tenue des matériaux doivent être résolus.

36.5. Effets des rayonnements sur la matière vivante

Fondamentalement, les mécanismes d'interaction des rayonnements avec la matière vivante sont bien sûr les mêmes qu'avec la matière inerte. Cependant les spécificités des réactions, la grande sensibilité des tissus vivants et les implications en terme de radioprotection méritent que nous précisions quelques points.

La matière vivante, dans sa structure et dans les très nombreuses réactions chimiques mises en jeu est extrêmement complexe, et souvent mal connue dans les détails... en particulier pour ce qui concerne l'effet des rayonnements.

Les organismes vivants sont constitués de cellules. Chez les organismes supérieurs, tel l'homme, chaque cellule, limitée par une membrane, contient le cytoplasme, véritable usine où se déroulent toutes les réactions chimiques de la vie, et le noyau contenant les longs filaments d'ADN (acide désoxyribonucléique) où est stockée l'information nécessaire à l'être vivant et celle qui sera transmise à la descendance.

36.5.1. Perturbations du métabolisme cellulaire

Les ions créés par les rayonnements induisent des perturbations dans l'« usine chimique » évidemment d'autant plus importantes que la quantité de rayonnement reçue (la dose) est élevée.

Ces perturbations sont analogues à celle qu'induit le soleil si on s'y expose trop longtemps, c'est-à-dire des brûlures (sauf que ces « brûlures » ne sont pas forcément en surface mais peuvent être internes). Si la dose reçue n'est pas trop importante, une guérison spontanée intervient. Si la dose est forte, des symptômes graves, voire un décès, peuvent survenir.

36.5.2. Effets des rayonnements sur l'ADN des noyaux cellulaires

Les filaments en double hélice de l'ADN sont particulièrement sensibles au dégâts dus aux ionisations. Si ces dégâts sont localisés, les mécanismes naturels de réparations peuvent, en général, les corriger ; cependant des erreurs peuvent subsister. Ces erreurs n'ont, souvent, pas de conséquence immédiate, mais peuvent, à long terme, contribuer à un cancer ; on peut craindre aussi (bien qu'on ait jamais montré, chez l'homme, que cette crainte soit fondée) que le défaut soit transmis à la descendance.

Si la dose de rayonnement est forte, les dégâts à l'ADN sont trop nombreux pour que les mécanismes de réparation puisse y remédier : à relativement court terme, ils conduiront à la mort de la cellule... et si beaucoup de cellules sont ainsi concernées, à la mort du sujet.

36.5.3. Effets stochastiques et effets déterministes

Ces mécanismes expliquent les deux types d'effets observés chez l'homme et les animaux.

Si la dose est forte, au-delà d'un demi gray environ (voir paragraphe 36.6 pour la définition des unités), sa manifestation est dite « *déterministe* » : cela veut dire qu'il est sûr qu'un effet sera observé (comme nous l'avons dit, analogue à une brûlure). Sa gravité sera d'autant plus forte que la dose reçue aura été élevée. Si la dose dépasse quelques grays, la mort sera irrémédiable quels que soient les soins qui auront été prodigués.

Pour les faibles doses, aucun effet immédiat n'est observé. Cependant, à long terme – quelques années à quelques dizaines d'années – un cancer « radio-induit » (conséquence

de l'exposition aux rayonnements) peut survenir : sa gravité n'est pas liée à la dose reçue ; seule la probabilité d'occurrence s'accroît avec cette dose. Un tel effet est qualifié de « stochastique » (c'est-à-dire à caractère probabiliste).

Ces deux effets sont somatiques, c'est-à-dire ne concernent que l'individu qui a été exposé et non sa descendance. Parmi les effets stochastiques, on pourrait craindre qu'il y ait des effets génétiques, c'est-à-dire affectant l'ADN des gènes des cellules sexuelles et donc transmis à la descendance : répétons qu'aucun effet génétique n'a jamais été observé chez l'homme.

36.5.4. Études épidémiologiques

Comme pour tout ce qui concerne l'incidence de l'environnement sur la santé de l'homme – par exemple le tabagisme, la pollution, etc. – des études statistiques de « cohortes » (groupes de population sélectionnés) sont nécessaires pour prouver les effets et apprécier la nocivité des causes.

En ce qui concerne les effets des rayonnements, ces études épidémiologiques sont difficiles car les effectifs concernés sont peu importants : l'effet des fortes doses n'a pu être examiné que sur les (heureusement) très rares accidents (la plupart dus à des manipulations incontrôlées de sources radioactives utilisées par les hôpitaux ou l'industrie) et les victimes des explosions nucléaires de Hiroshima et de Nagasaki. L'effet des ces doses relativement faibles a pu être quantifié sur les survivants de ces explosions et sur des populations qui ont été exposées à des doses non négligeables à l'époque où ces effets étaient moins bien connus et les mesures de radioprotection moins strictes qu'aujourd'hui : mineurs des mines d'uranium, ouvrières peignant, avant guerre, les cadrans des montres lumineuses avec une peinture contenant du radium, etc. L'effet (forcément uniquement stochastique) des faibles doses est très difficile, s'il existe, à mettre en évidence car, quel que soit l'effectif examiné, la statistique est trop peu précise : les éventuels cancers radio-induits sont infiniment « dilués » dans des cancers beaucoup plus nombreux ayant d'autres causes, par exemple les habitudes alimentaires ou l'usage de l'alcool ou du tabac. C'est ainsi qu'on n'a jamais pu mettre en évidence une quelconque corrélation entre le risque de cancer et la dose d'irradiation naturelle selon les régions (les sols granitiques, par exemple, contenant de l'uranium, du thorium et leurs descendants radioactifs, amènent à une dose naturelle pour les habitants de ces régions sensiblement plus forte qu'ailleurs).

Ces études épidémiologiques sur l'homme sont complétées par des études sur l'animal, qu'on peut soumettre à des doses bien calibrées. Mais, outre les difficultés d'ordre statistique qu'on retrouve pour les mêmes raisons en ce qui concerne les effets stochastiques, on se heurte au fait que la sensibilité aux rayonnements est assez variable selon les espèces et même celles qui sont proches de l'homme ne fournissent pas toujours des informations réellement significatives.

36.5.5. Y a-t-il un seuil de nocivité de l'irradiation par les rayonnements ?

On voit donc que si l'effet des fortes doses est aujourd'hui bien cerné, celui des faibles doses n'est encore connu que de façon très floue. Certes, la probabilité de cancer par unité de dose radioactive a pu être chiffrée à partir des études de « cohortes » qui ont

été soumises à des doses moyennes, mais peut-on extrapoler et comment extrapoler aux faibles doses ?

Par prudence, pour élaborer la réglementation en matière de radioprotection, on extrapole avec la loi mathématique la plus pessimiste, et on admet qu'il n'y a pas de seuil : on suppose que même les doses infimes peuvent avoir des effets avec une probabilité, certes, infime, mais non nulle.

Cela étant, il ne serait pas invraisemblable, compte tenu des mécanismes cellulaires de réparation, qu'un seuil existe, en deçà duquel aucun effet nocif n'existerait. (D'aucuns ont même avancé que la vie n'aurait pas pu émerger sans les rayonnements radioactifs ! Il est sûr en tout cas que les doses de rayonnements naturelles étaient beaucoup plus fortes autrefois, notamment lors de l'apparition de la vie sur Terre, qu'aujourd'hui.)

Actuellement, des études épidémiologiques à grande échelle sont poursuivies pour tenter de cerner au mieux les effets des faibles doses ; mais il est certain, pour les raisons qui ont été indiquées, qu'un domaine du côté des faibles doses ne pourra pas être complètement exploré expérimentalement.

36.6. Grandeurs et unités de la radioprotection

Outre les notions usuelles de radioactivité (type de radioactivité, période), la radioprotection utilise deux notions qu'il convient de soigneusement distinguer : **l'activité** quantifie l'intensité d'une source de rayonnement (en général, radioactive) donc un risque potentiel si l'on ne s'en protège pas ; la **dose** quantifie ce qui a été effectivement reçu par un individu qui a été exposé à des rayonnements (provenant d'une source externe) ou contaminé par des produits radioactifs (contamination externe si ces produits sont resté en surface, ou contamination interne s'ils ont été inhalés ou ingérés).

36.6.1. Activité radioactive

L'activité radioactive (voir chapitre 25) se mesure en **becquerels** (unité légale, nom masculin, symbole : **Bq**). Un becquerel correspond à une désintégration par seconde (ou, pour avoir une définition utilisable même pour les sources de rayonnement d'origine non radioactive, à l'émission d'une particule par seconde).

Par exemple, on peut calculer que l'activité d'un gramme de tritium (radioactivité β^-) est de $3{,}6.10^{14}$ Bq et celle d'un gramme de radium de $3{,}7.10^{10}$ Bq. Cette dernière avait été prise, sous le nom de **curie** (nom masculin, symbole : **Ci**), comme unité d'activité :

$$1 \text{ Ci} = 37\,000\,000\,000 \text{ Bq}$$

36.6.2. Dose de rayonnement

La dose est la quantité d'énergie déposée par unité de masse dans un tissu par des rayonnements. Elle se mesure en **grays** (unité légale, nom masculin, symbole : **Gy**) : un gray équivaut à un joule par kilogramme.

L'ancienne unité le **rad** (pas de symbole) est encore parfois utilisée :

$$1 \text{ rad} = 0{,}01 \text{ Gy}$$

Pour les faibles doses, les effets (stochastiques) ne sont pas les mêmes, pour une dose donnée, selon le type de rayonnement : par exemple, les rayonnements α sont plus nocifs que les rayonnements β ou γ (cela s'explique par le fait le dépôt d'énergie d'une particule α est très localisé : une seule particule peut induire plusieurs brisures d'une même chaîne d'ADN que les mécanismes naturels ne parviennent pas à réparer). On en tient compte en introduisant un coefficient de pondération, généralement noté W_r (*r* comme rayonnement) ; le résultat est exprimé en **sieverts** (unité légale, nom masculin, symbole : **Sv**) :

$$\text{Dose équivalente (sieverts)} = W_r \times \text{Dose absorbée (grays)}.$$

L'ancienne unité était le **rem** (pas de symbole) :

$$1 \text{ rem} = 0{,}01 \text{ Sv}$$

Le tableau 36.1 suivant donne les valeurs des facteurs de pondération recommandées par la Commission internationale de protection radiologique (CIPR) :

Tableau 36.1. Coefficients de pondération des doses absorbées selon la nature des rayonnements.

Nature du rayonnement	Coefficient W_r
Photons	1
Électrons, muons	1
Neutrons de 0 à 10 keV	5
Neutrons de 10 keV à 100 keV	10
Neutrons de 100 keV à 2 MeV	20
Neutrons de 2 MeV à 20 MeV	10
Neutrons de plus de 20 MeV	5
Protons	5
Particules α,	
fragments de fission,	
noyaux lourds	20

La conséquence éventuelle d'une faible dose (probabilité de cancer) n'est pas la même selon les différents tissus (d'une manière générale, ceux dans lesquels la multiplication cellulaire est rapide sont les plus sensibles). On en tient compte en rajoutant un *facteur de pondération tissulaire* W_t (sans dimension) et l'on obtient alors la *dose efficace* qui s'exprime aussi en sieverts :

$$\textit{Dose efficace} = \sum W_t \times \textit{Dose équivalente},$$
$$\textit{Dose efficace} = \sum W_t W_r \times \textit{Dose absorbée}$$

Pour une irradiation uniforme du corps, les facteurs W_t représentent les contributions relatives des différentes organes au risque. Pour une irradiation plus localisée, seuls contribuent évidemment à la dose efficace les organes qui sont concernés, ainsi que le montrent ces formules. On trouvera dans le tableau 36.2 les facteurs de pondération évalués par la CIPR.

En cas d'absorption d'un produit radioactif, la dose sera délivrée à l'organisme tant que ce produit sera présent : le cumul sur ce laps de temps – ou si le produit ne disparaît

Tableau 36.2. Coefficients de pondération des doses équivalentes selon les tissus (noter que ces coefficients sont normalisés à un total de 1).

Tissu	Coefficient W_t
Gonades	0,20
Moelle osseuse	0,12
Côlon	0,12
Poumon	0,12
Estomac	0,12
Vessie	0,05
Sein	0,05
Foie	0,05
Œsophage	0,05
Thyroïde	0,05
Peau	0,01
Surfaces osseuses	0,01
Autres tissus ou organes	0,05

pas complètement, sur la vie entière prévisible du patient – est la **dose engagée**. Pour en faire l'évaluation, il est commode d'introduire la notion de **période effective** qui est le laps de temps au bout duquel le **débit de dose** (dose déposée par unité de temps) se sera atténué d'un facteur 2 compte tenu de la période de décroissance nucléaire et du métabolisme susceptible d'éliminer le produit. Cette période effective se calcule par la formule :

$$\frac{1}{T_{effective}} = \frac{1}{T_{radioactive}} + \frac{1}{T_{biologique}}$$

En voici quelques exemples :

Tableau 36.3. Quelques exemples de périodes effectives.

Radionucléide	Organe critique	Période radioactive	Période effective
Tritium	Corps entier	12 ans	12 jours
Cobalt 60	Corps entier	5,3 ans	10 jours
Strontium 90	Os	29 ans	18 ans
Iode 131	Thyroïde	8 jours	8 jours
Césium 137	Foie, rate, muscles	30 ans	70 jours
Radium 226	Os	1 600 ans	44 ans
Plutonium 239	Os	24 000 ans	50 ans
	Poumon		1 000 jours
	Foie		20 ans

Pour juger de la qualité d'une pratique, par exemple l'exploitation d'une centrale nucléaire, on utilise souvent la **dose collective** : c'est la somme des doses reçues pendant une période donnée, par exemple un an, par l'ensemble des individus constituant la population concernée. Une dose collective s'exprime en hommes × sieverts (symbole h.Sv).

Cette dose collective permet de chiffrer le risque stochastique associé à la pratique concernée : il suffit de la multiplier par la probabilité d'apparition d'un effet (par sievert) pour obtenir le nombre de personnes statistiquement susceptibles d'être concernées. Voici les chiffres de détriments (en 10^{-2} par sievert) recommandés par la CIPR pour cette analyse :

Tableau 36.4. Coefficients de probabilité pour les effets stochastiques exprimés en 10^{-2} par Sv (hypothèses conservatrices de la CIPR, supposant une extrapolation linéaire sans seuil aux faibles doses).

Population exposée	Cancers mortels	Cancers non mortels	Effets héréditaires	Total
Travailleurs adultes	4,0	0,8	0,8	5,6
Population entière	5,0	1,0	1,3	7,3

Noter que la différence entre les deux populations provient du suivi médical plus systématique des travailleurs. Rappelons que des effets héréditaires n'ont jamais été observés chez l'homme ; ils sont considérés par principe de précaution.

Ce même principe conduit à ne pas considérer de seuil à l'effet des faibles doses et à ne pas tenir compte du débit de dose (les conséquences sont moins graves à dose donnée si le débit de dose est plus faible, puisque les mécanismes naturels de réparation ont davantage le temps de jouer). En d'autres termes, ces chiffres permettent d'évaluer le risque maximum encouru en adoptant les hypothèses les plus pessimistes : ils ont, en effet, été déduits de l'observation de « cohortes » (populations) soumises à des doses pas très faibles, et parfois délivrées à fort débit (par exemple, rescapés d'Hiroshima et de Nagasaki), puis extrapolés.

Pour comprendre la signification de ces chiffres, prenons deux exemples :

a) Considérons une personne soumise à l'irradiation naturelle moyenne – environ 2,4 mSv par an (voir le chapitre 37) – pendant 50 ans. La dose totale reçue sera :

$$2{,}4 \times 50 = 120 \text{ mSv} = 0{,}12 \text{ Sv}$$

En multipliant par le coefficient total relatif à la population générale – c'est-à-dire $7{,}3.10^{-2}$ par sievert – on trouve :

$$\text{Risque} = 0{,}12 \times 7{,}3.10^{-2} = 0{,}876.10^{-2}$$

soit environ 1 pour cent : au pire, en prenant les hypothèses les plus pessimistes, on peut dire que cette personne a un peu moins d'un pour cent de « chance » de décéder par un cancer induit par les rayonnements naturels. (À titre de comparaison : environ vingt-cinq pour cent des décès, en France, sont dus à un cancer ; comme la forme d'un cancer est indépendante de la cause (ou des causes) originelle(s), on conçoit qu'il est quasiment impossible de mettre en évidence ce qui dû à l'irradiation naturelle et ce qui est dû à d'autres causes.)

b) Considérons une « pratique » – par exemple l'exploitation d'une centrale nucléaire pendant une année – ayant conduit à une dose collective de 1 Sv. En utilisant le chiffre relatif aux travailleurs – $5{,}6.10^{-2}$ par sievert – on peut dire que 0,056 cancers (ou effets héréditaires) supplémentaires pourraient, au pire, être observés, résultant de cette pratique.

Un chiffre aussi petit n'a évidemment pas de sens ; il veut dire seulement qu'en considérant, par exemple, 50 installations similaires pendant 20 ans (donc en multipliant ce chiffre par 50 × 20 = 1 000), on pourrait observer, dans la pire des hypothèses, environ 56 cancers (ou effets héréditaires) supplémentaires par rapport à ce qui aurait été observé sans ces irradiations. Il est évident, là aussi, que cette augmentation est infinitésimale en comparaison du nombre de cancers de toutes origines.

37 Éléments de radioprotection

37.1. Principes et réglementation en matière de radioprotection

La Commission internationale de protection radiologique (CIPR), constituée d'experts du monde entier, rassemble les connaissances accumulées sur les effets des rayonnements et émet des recommandations en matière de radioprotection. La dernière recommandation dite CIPR-60 date de 1990 et remplace la CIPR-26 de 1977 (les valeurs numériques données ici sont celles de la CIPR-60) : elle prend en compte une réévaluation des doses reçues par les survivants de Hiroshima et Nagasaki et l'apparition de cancers à très longue latence, des événements récents tel l'accident de Tchernobyl (1986), l'effet du fractionnement des doses et une meilleure connaissance des facteurs de qualité W_r et de radiosensibilité des organes W_t.

Les réglementations nationales sont élaborées en tenant compte de ces recommandations et, s'il y a lieu, d'autres travaux ; par exemple, en France, de la Société française de radioprotection ou de l'Académie des sciences. Les valeurs des doses naturelles, quoique présentant une grande variabilité, fournissent une « échelle ». Et les pouvoirs publics qui prescrivent les normes introduisent une notion de « risque acceptable ».

37.1.1. Sources naturelles d'irradiation

Les sources naturelles d'irradiation sont multiples. Les principales sont, en ce qui concerne l'irradiation externe, le rayonnement radioactif des matériaux terrestres et le rayonnement cosmique (non radioactif) ; en ce qui concerne l'irradiation interne, le radon (gaz rare, descendant radioactif de l'uranium et du thorium, émetteur α qui peut être inhalé) et la contamination interne par des radionucléides naturels, notamment le potassium 40.

La dose naturelle est assez variable selon les régions, en particulier en ce qui concerne le radon (selon la nature des sols) et le rayonnement cosmique (selon l'altitude) : un ordre de grandeur de 2 à 10 millisieverts par an et par habitant peut être retenu valeurs moyennes pour la France : 2,4 mSv/an pour l'exposition naturelle, 1,1 mSv/an pour l'exposition artificielle, soit 3,4 mSv/an au total (voir le tableau 37.1).

Tableau 37.1. Composants de l'exposition humaine : valeurs moyennes annuelles en France (source : UNSCEAR, *United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiations*).

Origine	Dose (mSv/an)	Proportion du total
Exposition naturelle		
Radionucléides de l'organisme	0,23	7 %
Rayonnements cosmiques	0,39	11 %
Rayonnements telluriques	0,46	13 %
Radon	1,30	37 %
Total naturel	**2,38**	**68 %**
Exposition artificielle		
Applications médicales	1,1	32 %
Rejets de l'industrie, retombées des essais nucléaires	0,01	0,3 %
Total artificiel	**1,11**	**32 %**
Total général	**3,49**	**100 %**

37.1.2. Sources artificielles d'irradiation

Les sources artificielles sont nombreuses mais, hors conditions accidentelles, toutes très faibles – grâce aux efforts faits en matière de radioprotection – devant la dose résultant des diagnostics médicaux (radios et scanners) : cette dernière représente, en moyenne, à peu près la moitié de la dose naturelle. Les doses délivrées lors des radiothérapies sont beaucoup plus élevées mais ne concernent qu'une faible population pour laquelle on accepte un risque thérapeutique.

La contribution des sources dues à l'industrie nucléaire est négligeable, ainsi que – vingt ans après – ce qui est dû à l'accident de Tchernobyl. Hormis les irradiations médicales, la seule source artificielle notable – mais ne représentant cependant que 0,3 % du total seulement – provient des radionucléides répandus lors des essais nucléaires atmosphériques effectués pendant la « guerre froide » et maintenant prohibés.

37.1.3. La réglementation française

La réglementation française est maintenant basée sur les recommandations de la CIPR-60. Les seuils suivants ne doivent pas être dépassés en ce qui concerne l'exposition artificielle :

– Pour les travailleurs, 20 millisieverts par an et par personne en moyenne sur cinq ans (100 mSv en 5 ans), avec un maximum de 50 mSv pour une année donnée à condition que cette limite soit respectée. (Le personnel navigant est aussi concerné par ces limites, bien que les doses reçues en raison de l'altitude soient naturelles.)

– Pour le public, 1 millisievert par an et par personne, avec éventuellement des valeurs supérieures à condition que la moyenne sur cinq ans ne dépasse pas 1 mSv/an.

Remarquer que cette dernière limite représente moins de la moitié de la dose naturelle moyenne en France.

Ces limites ne prennent en compte que le risque stochastique, le seul associé aux faibles doses (moins de 200 mSv) : elles sont, en effet, très en deçà du seuil des effets déterministes.

Des doses conduisant à des effets déterministes n'ont été atteintes qu'en cas d'accident. Comme les accidents d'irradiation ont été – heureusement – rares, les études épidémiologiques de ces effets déterministes n'ont pu être menées par les médecins que sur un faible nombre de cas. L'observation sur l'homme et sur l'animal est cependant suffisante pour montrer qu'il n'y a pas d'effet déterministe pour une dose inférieure à 0,5 Gy environ.

Les limites réglementaires sont donc fixées en considération d'un risque stochastique acceptable par la société compte tenu du contexte sociologique et politique et des autres risques délibérément pris. Rappelons que ce risque est chiffré à partir de l'observation de cohortes soumises à des doses pas très faibles et que ce chiffre est extrapolé de façon pessimiste – sans seuil – de façon à conduire à une « enveloppe » maximale et vraisemblablement surestimée (principe de précaution).

37.1.4. Le principe « ALARA »

En pratique, les doses reçues sont presque toujours très en dessous des seuils réglementaires. Les entreprises concernées s'en tiennent plutôt au principe ALARA (*As low as reasonably achievable* : aussi bas que raisonnablement réalisable) : les expositions aux rayonnements sont réduites autant que faire se peut dans des limites de coût et de faisabilité raisonnables. (Des exemples concrets sont donnés ci-dessous dans le paragraphe consacré à la radioprotection des travailleurs.)

37.2. Radioprotection opérationnelle pour les travailleurs

Des chiffres réglementaires en terme de dose sont déduits un certain nombre de limites en matière de radioprotection des travailleurs du secteur nucléaire et d'exposition du public ; par exemple, seuils de rejets d'effluents radioactifs liquides ou gazeux par les installations industrielles. Pour fixer de tels seuils à partir des limites fondamentales de doses fixées par la réglementation, il est commode de calculer des limites secondaires plus opérationnelles pour la radioprotection des travailleurs :

– La limite annuelle d'incorporation par ingestion ou par inhalation (LAI) est, pour un radionucléide donné, la quantité qui, si elle était incorporée, délivrerait dans l'organisme la dose limite (dose engagée). Il est évident que cette notion n'a d'intérêt que si un seul radionucléide intervient dans l'analyse de radioprotection.

– La limite dérivée de concentration du radionucléide dans l'air (LDCA) est la concentration dans l'air que pourrait respirer un travailleur pendant 2 000 heures sans dépasser la LAI d'inhalation, c'est-à-dire la dose limite. La LDCA est calculée en tenant compte du métabolisme du radionucléide considéré.

– Pour le calcul de ces limites, la CIPR propose des facteurs de Doses par unité d'incorporation (DPUI) : il s'agit de la dose efficace délivrée par l'incorporation d'un becquerel du radionucléide concerné (tableau 37.2). Elle calcule ces DPUI à partir des connaissances scientifiques acquises et en utilisant des hypothèses « conservatives » (hypothèses les plus

Tableau 37.2. Facteurs de doses par unité d'incorporation (en Sv/Bq).

Radionucléide	Par inhalation	Par ingestion
Césium 137	$6{,}7.10^{-9}$	$1{,}3.10^{-8}$
Carbone 14	–	$5{,}8.10^{-10}$
Iode 131	$1{,}1.10^{-8}$	$2{,}2.10^{-8}$
Plutonium 239 (PuO_2)	$8{,}3.10^{-6}$	$9{,}0.10^{-9}$

pessimistes parmi celles qui sont raisonnablement envisageables). On retrouve là, à nouveau, le principe de précaution.

Outre le respect de ces limites, les entreprises du secteur nucléaire sont tenues à procéder à une surveillance radiologique et médicale du personnel : port de dosimètres régulièrement contrôlés (il en existe différents modèles selon les types de contrôles et les rayonnements recherchés) et d'appareils électroniques individuels à lecture directe permettant un suivi dosimétrique en temps réel pour les rayonnements γ et pour les neutrons, ainsi que visites médicales systématiques.

Après avis du médecin du travail, les employés d'une entreprise du secteur nucléaire sont classés en deux catégories :

– les travailleurs directement affectés à des travaux sous rayonnement (DATAR), susceptibles d'être soumis à une dose annuelle supérieure aux trois dixièmes de la dose limite annuelle ;

– les autres travailleurs (non DATAR), non susceptibles d'être soumis à une dose annuelle supérieure aux trois dixièmes de la dose limite.

Comme nous l'avons dit, ces entreprises sont amenées à adopter et à mettre en œuvre le principe ALARA, ce qui amène, en pratique, à des doses reçues par le personnel presque toujours très inférieures aux limites réglementaires. Ce principe conduit à ne pas arrêter les efforts de radioprotection une fois satisfaites les contraintes réglementaires, mais à réduire les doses reçues par le personnel autant que faire se peut en restant dans la limite du raisonnable en matière de technologie et de coût. En pratique, l'optimisation est faite en terme de dose collective : c'est ainsi que, par exemple, de 1991 à 1997, la dose collective moyenne par tranche nucléaire d'Électricité de France est passée de 2,44 à 1,42 h.Sv.

Concrètement, ce gain a été obtenu en réduisant autant que possible les opérations sous rayonnement et les sources de rayonnement, et en renforçant les écrans de protection.

– On réduit les opérations sous rayonnement en raccourcissant au minimum les durées d'intervention et en remplaçant quand c'est possible, l'homme par un robot pour tout ce qui est surveillance, entretien et remplacement de matériels. Par exemple, pour les générateurs de vapeur des réacteurs d'Électricité de France, la surveillance des tubes en U et le bouchage si nécessaire sont réalisés par un robot. Sur certains réacteurs, les générateurs de vapeur ont été remplacés : pour les premiers cela prenait 72 jours et conduisait à une dose collective de 2,12 h.Sv ; aujourd'hui, ces chiffres ont été divisés par 2.

– On réduit les sources de rayonnement en choisissant judicieusement les matériaux et les revêtements de surface : en particulier, il convient d'éviter les éléments tels le cobalt, l'antimoine... qui conduisent à un radionucléide après une absorption neutronique. On a recherché ainsi, dans l'industrie nucléaire, des aciers à faible teneur en cobalt. Pour les

assemblages des réacteurs à eau sous pression, les grilles (pièces réalisant l'assemblage des tubes de combustible et de structure), autrefois faites en inconel, sont aujourd'hui réalisées avec un autre alliage, le Zircaloy (déjà utilisé pour les tubes de combustible), s'activant moins sous flux neutronique.

– Pour les écrans de protection, il faut choisir soigneusement les épaisseurs et l'agencement des matériaux (béton, plomb...) pour arrêter le plus efficacement possible les diverses catégories de rayonnements neutronique et γ. Il faut absolument éviter tous les couloirs et fentes par où pourraient s'échapper facilement ces particules et, au contraire, placer des chicanes.

Enfin, le principe ALARA doit aussi prendre en compte la durée, par exemple, l'allongement de la durée de vie envisagée des centrales nucléaires.

Plus qu'une optimisation au sens strict, c'est un dialogue entre les concepteurs et les exploitants où l'on prend au maximum en compte, à côté des aspects technico-économiques, les conséquences des choix en matière de sûreté et de radioprotection.

37.3. Radioprotection opérationnelle pour le public

Le public n'est, en principe, pas concerné par cette réglementation qui concerne les risques d'irradiation dans l'enceinte d'une installation nucléaire (réacteur, usine de fabrication ou de retraitement de combustible, etc.). Il l'est, en revanche, par les matières radioactives susceptibles d'être rejetées dans l'environnement sous forme d'effluents gazeux ou liquides. C'est pourquoi une réglementation, également très précise, a été mise en place par les pouvoirs publics sur cet aspect. Cette réglementation concerne d'une part les rejets et d'autre part la surveillance de l'environnement.

Toute entreprise nucléaire s'efforce, bien évidemment, de limiter au maximum le rejet de radioactivité vers l'extérieur grâce à une épuration la plus poussée possible des effluents. Tout ne peut cependant être totalement piégé : de faibles quantités de tritium et de produits de fission ou d'activation, notamment les gaz rares, sont inévitablement rejetés. Ces effluents radioactifs, sous forme gazeuse aux cheminées ou sous forme liquide dans une rivière ou à la mer, sont contrôlés avant rejet.

Les rejets maximum autorisés sont définis par les pouvoirs publics (Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection ou DGSNR) pour chaque installation nucléaire au moment de l'autorisation de mise en service : ils sont calculés en fonction des limites réglementaires et des particularités locales, en prenant en compte les diverses voies de transfert dans l'environnement et en utilisant les hypothèses les plus pessimistes possibles en ce qui concerne les pratiques (notamment alimentaires) des populations voisines. En pratique, les rejets sont toujours très inférieurs, parfois de plusieurs ordres de grandeur, à ces limites. Cela risque d'avoir un effet pervers : conduire à la tentation de resserrer les limites autorisées sans justification sanitaire objective.

Par ailleurs, l'entreprise concernée (par obligation légale) ou d'autres organisations (par souci de confirmation) pratiquent des contrôles de radioactivité dans l'environnement : mesure de rayonnement ambiant, contrôle des poussières, des eaux (pluie, rivières, nappe phréatique) et des sédiments, des végétaux, du lait, etc. En pratique, ce qui est mesuré est

très faible et peu significatif. Pour améliorer la pertinence de ces contrôles systématiques, on est amené à faire « un point zéro », c'est-à-dire à une campagne de mesures avant le démarrage de l'installation nucléaire, de façon à pouvoir comparer une situation présente à une situation initiale.

37.4. Transport des matières radioactives et gestion des déchets

Le transport des matières radioactives peut concerner des quantités très variables, par exemple, d'une petite source d'américium pour un détecteur d'incendie (plus utilisée aujourd'hui) jusqu'à une dizaine d'assemblages irradiés dans un réacteur d'Électricité de France. Tous les modes de transport peuvent être concernés : envoi postal, convoi routier, train, avion, navire... C'est dire que les problèmes sont variés. Ce qui les caractérise globalement c'est le risque lié à la radioactivité (émission de rayonnements et de chaleur, contamination, criticité) en situation normale et, surtout, en cas d'accident. Une autre particularité de ce problème de radioprotection est son caractère souvent international, puisque ces transports peuvent franchir des frontières. En général le transport des matières nucléaires est effectué par des entreprises spécialisées.

Les grandes organisations internationales, l'ONU, l'AIEA et EURATOM, se sont penchées sur le problème du transport des matières radioactives : les réglementations nationales, notamment la réglementation française, ont dû être bâties en harmonie avec les recommandations ou réglementations que ces organisations ont élaborées. Une cohérence avec la réglementation concernant le transport des autres matières dangereuses doit aussi être assurée.

Le principe général est de distinguer différents types de « colis » avec des règles spécifiques pour chaque catégorie, évidemment plus strictes lorsque la masse et la dangerosité des produits est plus importante. À titre d'exemple, les « châteaux » de transport du combustible irradié conçus, en général, pour une dizaine d'assemblages, doivent satisfaire à des critères stricts en matière de doses γ et neutrons dans le voisinage et de contamination en surface. Ils doivent, en outre, satisfaire à un ensemble de tests sévères pour garantir que la radioactivité ne sera pas répandue dans l'environnement en cas d'accident : tenue à des tests normalisés de chute, d'incendie et d'immersion. Notons, par ailleurs, qu'un tel transport de « château » est soumis à une autorisation préalable avec un plan de route défini dans le détail ; la position précise du convoi est connue en permanence grâce à des liaisons par radio ou par téléphone : en cas d'accident, une intervention rapide est ainsi possible pour baliser les lieux et contrôler la situation.

Parmi les matières radioactives que l'on peut être amené à transporter se trouvent les déchets radioactifs (chapitre 39). Au titre du transport et de la radioprotection en général, ils sont soumis à la même réglementation que les autres produits radioactifs.

38 Effets sur l'environnement de l'énergie nucléaire

Comme toute activité industrielle et, notamment, celles qui concernent l'énergie, la production d'énergie nucléaire s'accompagne de nuisances à l'environnement.

Toutes les centrales thermiques, quelle que soit leur source d'énergie, rejettent dans l'environnement une certaine quantité de chaleur : cela est la conséquence du principe de Carnot qui veut que la conversion de chaleur en énergie « noble », notamment l'électricité, soit forcément partielle. Le rendement s'améliore si la chaleur est à plus haute température. Dans les centrales nucléaires usuelles, telles les centrales à eau sous pression, la chaleur qui est produite par le cœur est obtenue à guère plus que 300 degrés et le rendement de la conversion en électricité est seulement de l'ordre du tiers. Les centrales à combustible fossile modernes donnent de la vapeur à une température sensiblement plus élevée : le rendement y est de l'ordre de 50 % et donc la pollution thermique moindre que pour les centrales nucléaires.

La particularité de l'énergie nucléaire est la formation de quantités appréciables de produits radioactifs. La presque totalité de ces produits est confinée dans le combustible nucléaire.

38.1. Effluents radioactifs

Vu le danger potentiel que représente l'émission des rayonnements ionisants, on s'efforcera de confiner les produits radioactifs, et cela même en cas d'incident ou d'accident (voir le chapitre 40). Confiner les produits radioactifs permettra de gérer le problème de leur devenir après l'extraction des combustibles usés du cœur du réacteur (voir le chapitre 39).

Cependant, lors du fonctionnement d'une installation nucléaire, on ne peut pas rigoureusement annuler le rejet d'effluents radioactifs (effluents : rejets de fluides – liquides ou gazeux – sans usage et généralement pollués ; on parle, par exemple, d'effluents urbains). En ce qui concerne les installations nucléaires énergétiques, c'est le cas essentiellement au niveau des réacteurs et du retraitement (si le combustible usé est retraité). Même si ce problème ne peut évidemment pas être négligé, on remarquera que l'échelle est sans commune mesure avec celle des masses rejetées par les centrales à combustibles fossiles, en particulier le gaz carbonique. Ces effluents se présentent sous forme liquide ou gazeuse.

Les **effluents liquides** sont, en pratique, des eaux légèrement contaminées : les stations de traitement des effluents liquides, placées dans toutes les installations nucléaires, permettent de recueillir l'essentiel des produits radioactifs (qui seront ensuite conditionnés et stockés avec les autres déchets nucléaires) ; mais il est évidemment impossible de purifier à cent pour cent : notamment, le tritium – isotope lourd et radioactif de l'hydrogène – est difficile à piéger.

Les **effluents gazeux** sont également traités avant rejet, mais, là aussi, l'efficacité n'est jamais totale et il est presque impossible de piéger quelques éléments, notamment les gaz rares (principale contribution : krypton 85).

Alors que le principe général est de concentrer les déchets gérés, on cherchera, au contraire, à diluer au maximum les radionucléides restant dans les effluents. Par exemple, les effluents gazeux seront rejetés par une cheminée de grande hauteur de façon à favoriser la dispersion dans l'atmosphère, et, de même, les effluents liquides seront relâchés en mer suffisamment au large ou dans une rivière à débit suffisant. Ces produits ne constitueront ainsi qu'un ajout négligeable à la radioactivité naturelle ambiante dans tous les milieux.

Bien entendu, le rejet d'effluents radioactifs est soumis à des règles strictes en termes d'activité rejetée et de surveillance de l'environnement. L'activité maximale autorisée sous forme de rejets liquides et sous forme de rejets gazeux est précisée dans les documents émanant de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et autorisant l'exploitation ; elle a été calculée en tenant compte de la nature des rejets et des particularités locales, en utilisant les lois de transfert dans l'environnement et en se plaçant dans le contexte de scénarios le plus pessimistes possibles (par exemple, en ce qui concerne un rejet en mer, en considérant un individu fictif qui se nourrirait presque exclusivement de fruits de mer). L'expérience montre que les rejets réels sont toujours largement inférieurs aux rejets autorisés. Par ailleurs, des spécialistes appartenant à l'installation nucléaire concernée ou à des organismes indépendants procèdent à des mesures systématiques de niveaux radioactifs dans l'environnement (eau des ruisseaux, herbe, lait, etc.), de façon à pouvoir donner l'alerte rapidement en cas d'anomalie.

À titre indicatif, voici quelques chiffres concernant les installations nucléaires françaises (tableaux 38.1 et 38.2).

Une évaluation faite par l'IRSN conduit, pour une personne habitant à proximité immédiate de l'installation concernée, à des doses (à comparer à une irradiation naturelle moyenne de l'ordre de 2 000 μSv/an) :

– inférieure à 1 μSv/an près d'une centrale nucléaire ;

– inférieure à 250 μSv/an près d'une usine de retraitement.

Tableau 38.1. Effluents produits en 1996 par les centrales nucléaires françaises (source : CEA, pour les GBq/an/TWh ; les valeurs de la dernière colonne ont été calculées en prenant 400 TWh/an pour l'ensemble du parc).

Types d'effluents	GBp/an/TWh	TBq/an pour le parc
	Effluents gazeux	
Gaz rares	867	350
Aérosols et halogènes	0,009	0,004
	Effluents liquides	
Tritium	1,778	0,71
Autres	0,22	0,09

Tableau 38.2. Effluents dus au retraitement du combustible REP (source : CEA, pour la deuxième colonne ; les valeurs de la dernière colonne ont été calculées en prenant une puissance moyenne de 45 000 MWe pour l'ensemble du parc).

Types d'effluents	GBq/an pour 1 000 MWe	TBq/an pour le parc
	Effluents gazeux	
Krypton 85	4 500 000	200 000
Iode 131	0,017	0,001
Iode 129	0,25	0,011
Tritium	1 125	51
	Effluents liquides	
Tritium	175 000	7 900
Émetteurs β et γ	580	26
Émetteurs α	0,7	0,03

On retiendra, en conclusion, que la contribution principale au problème des effluents est le retraitement du combustible nucléaire.

Remarque 1 : comme on le fait généralement, nous n'avons considéré ici que les installations à proprement parler industrielles de l'énergie nucléaire. Il convient cependant de ne pas oublier que l'exploitation minière de l'uranium peut amener à la dispersion dans l'environnement de quantités non négligeables de radioactivité (naturelle !), essentiellement à cause du radon qui est un descendant radioactif de l'uranium et un gaz rare, de période heureusement courte (3,8 jours pour l'isotope principal, le radon 222).

Remarque 2 : si l'on ne filtre pas soigneusement les fumées émises par une centrale à charbon, celle-ci émet dans l'atmosphère des quantités non négligeables de radioactivité : il ne s'agit pas, bien entendu, comme dans une centrale nucléaire, de noyaux radioactifs produits par le réacteur, mais seulement du rejet de traces de radionucléides naturels qui étaient dans le charbon.

38.2. Pollution thermique

La pollution thermique d'une centrale nucléaire représente une quantité de chaleur de l'ordre du double de la quantité d'énergie utile (électricité) produite ; par exemple, 2 000 mégawatts thermiques si la centrale produit 1 000 mégawatts électriques. Avec les ordres de grandeur des rendements donnés en introduction, on constate que cette pollution, rapportée à la production d'électricité, est à peu près le double de celle d'une centrale à gaz ou à charbon moderne de même puissance électrique.

Selon leur emplacement, le refroidissement des centrales est assuré par l'eau de la mer, par celle d'un fleuve, ou par un aéroréfrigérant : l'essentiel de la chaleur est ainsi, respectivement, dispersé dans la mer sur quelques centaines de mètres autour de la centrale, emporté par le fleuve (on n'utilise ce refroidissement que si le débit est suffisant pour que l'échauffement ne dépasse pas quelques degrés ; quelques kilomètres en aval, il est, dans ces conditions, négligeable) ou dispersé directement dans l'atmosphère.

Même si les chiffres de la pollution thermique paraissent, dans l'absolu, importants, ils ne représentent que peu de chose en comparaison de l'apport de chaleur du Soleil et, ainsi, les conséquences sont minimes. Par exemple, en notant que le rayonnement solaire représente 1,4 kW/m^2 perpendiculairement aux rayons solaires, soit 350 W/m^2 en moyenne sur toute la Terre et sur 24 heures, on calcule que les 2 000 MWth rejetés par une centrale de 1 000 MWe sont équivalents à l'énergie déposée par le Soleil dans un carré de 2,4 km de côté ; ou encore, que les 45 000 MWe nucléaires produits en moyenne en France conduisent à une pollution thermique équivalente à l'énergie déposée par le Soleil dans un carré de 16 km de côté, soit moins d'un deux-millième de la superficie de la France métropolitaine.

38.3. Gaz à effet de serre

Un atout essentiel de l'énergie nucléaire, par comparaison aux énergies fossiles, est l'absence d'émission de gaz à effet de serre, notamment de dioxyde de carbone, hormis de faibles quantités lors de la construction de la centrale (tableau 38.3). Depuis la prise de conscience, dans les milieux scientifiques, puis dans l'opinion en général, du risque de réchauffement climatique dû à l'augmentation de ces gaz, cet atout est devenu l'un des principaux arguments en sa faveur.

Tableau 38.3. Émissions de dioxyde de carbone CO_2 des différentes filières de production d'énergie (source : SFEN, d'après des éléments fournis par EDF).

Mode de production	Émission de CO_2 en g/kWh
Hydraulique	4
Nucléaire	6
Éolien	3 à 22
Photovoltaïque	60 à 150
Cycle combiné à gaz naturel	427
Turbine à combustion à gaz naturel	883
Fuel	891
Charbon	978

39 Problématique des déchets nucléaires

La distinction parfois faite entre radioactivité artificielle et radioactivité naturelle est purement formelle, puisque les processus nucléaires sont rigoureusement les mêmes dans les deux cas ; seul diffère l'origine des produits concernés.

Les produits radioactifs artificiels ne représentent qu'une partie infime des produits radioactifs naturels dispersés sur et sous la surface de la Terre : uranium et ses descendants, thorium et ses descendants, potassium 40, etc. Cependant, la problématique des déchets nucléaires artificiels ne peut pas être sous-estimée car ces produits sont caractérisés par des activités radioactives et des concentrations localisées qui peuvent représenter de réels dangers.

Les produits radioactifs issus de la production d'énergie nucléaire représentent 85 % des déchets nucléaires ; les 15 % restants proviennent des activités médicales, des activités dans d'autres secteurs industriels et des activités de recherche.

39.1. Notion de radiotoxicité

Le comportement dans le temps d'un produit radioactif est caractérisé par sa période radioactive : c'est le laps de temps au bout duquel la moitié de l'effectif considéré à un instant donné se sera désintégrée (voir le chapitre 25). Cette période est très variable selon les cas, puisqu'on peut trouver des exemples de périodes à l'échelle de la seconde et d'autres à l'échelle du milliard d'années ! Si l'on note λ la constante radioactive, c'est-à-dire la probabilité de désintégration pendant l'unité de temps, la période T se calcule par la formule :

$$T = \frac{\ln 2}{\lambda} = \frac{0,693}{\lambda}$$

La toxicité d'un radionucléide est liée à son activité, c'est-à-dire au nombre de désintégrations par unité de temps observées dans la masse ou le volume considéré ; cette activité, proportionnelle à λ, donc inversement proportionnelle à la période, s'exprime en becquerels (un becquerel = une désintégration par seconde) ou en curies (un curie = 37 milliards de désintégrations par seconde). La toxicité est aussi liée au type de la désintégration radioactive, α, β ou γ. Elle est, en troisième lieu, directement proportionnelle à *l'énergie* du rayonnement émis et qui est susceptible d'être déposée dans un tissu vivant ; le dépôt d'énergie se caractérise par la dose s'exprimant en grays (un gray = un joule par kilogramme) ou en rad (un rad = 0,01 gray).

Cependant, les effets stochastiques des rayonnements – ceux qui représentent le risque associé aux faibles doses et qui est considéré ici, puisque les doses dues aux déchets nucléaires sont faibles, sauf accident – dépendent aussi, à dose fixée, de la nature du rayonnement : on le prend en compte en introduisant la notion de dose équivalente qui est la dose en grays multipliée par un facteur sans dimension égal à un pour les rayonnements β et γ, mais supérieur à un pour d'autres rayonnements, par exemple 20 pour les rayonnements α (voir le chapitre 36). La dose efficace, prenant aussi en compte le tissu concerné, s'exprime en sieverts (un sievert = un joule par kilogramme) ou en rem (un rem = 0,01 sievert).

Ces notions, cependant, ne suffisent pas pour caractériser entièrement la nuisance que pourrait apporter le radionucléide considéré s'il était ingéré ou inhalé : c'est pourquoi un introduit un autre coefficient sans dimension (le résultat reste donc exprimé en sieverts) qui prend aussi en compte pour chaque radionucléide, son métabolisme, c'est-à-dire la cinétique biologique dans la chaîne alimentaire et chez l'homme. On obtient ainsi une radiotoxicité potentielle.

Cette toxicité est qualifiée de « potentielle » en ce sens que la nuisance n'existerait que si le produit en question était effectivement ingéré ou inhalé. Il est clair qu'en pratique il y a peu de chance que ce soit le cas, puisque les déchets nucléaires sont en principe conditionnés dans des emballages efficaces et entreposés ou stockés dans des lieux les plus sûrs possibles. Si l'on calcule ce risque de transfert jusqu'à l'homme (en prenant en compte les barrières que l'on aura placé autour des emballages et les phénomènes de migration dans les roches, l'eau, les sols, les plantes, l'air, etc.), on passe de la notion de radiotoxicité potentielle à la notion de radiotoxicité calculée (ou modélisée).

C'est cette dernière qui est pertinente pour chiffrer le risque et donc quantifier la qualité d'un stockage. Pour l'obtenir en fonction du temps, il faut traiter toutes les chaînes de décroissances radioactives et affecter à chaque instant et à chacun des radionucléides le coefficient qui le caractérise finalement en terme de radiotoxicité en prenant en compte tous ces aspects.

39.2. Principaux types de déchets nucléaires

Les principaux déchets de l'énergie nucléaire ont trois origines :

– Les **produits de fission**, « cendres » de la réaction en chaîne (quelque 700 nucléides différents en quantités très variables) : ces noyaux sont presque tous caractérisés par un excès de neutrons par rapport à la stabilité et sont donc pour la plupart émetteurs β et γ. En moyenne, un fragment de fission subit quatre décroissances de ce type avant que soit obtenu un noyau stable. Hormis quelques exceptions (technétium 99, césium 135, iode 129..., représentant environ 6 % du total), les périodes sont relativement courtes (de l'ordre de la seconde jusqu'à 30 ans).

– Les **actinides** (actinide : élément situé au-delà de l'actinium dans la classification des éléments), noyaux lourds issus de ceux qu'on a chargés dans le réacteur (uranium, plutonium...) par capture(s) neutronique(s) sans fission, hormis le plutonium (issu des captures par l'uranium 238) et l'uranium 233 (issu des captures par le thorium) qui sont des

matériaux fissiles susceptibles d'être recyclés dans des réacteurs. Les déchets proprement dits de ce type sont qualifiés d'« actinides mineurs ». Les principaux sont le neptunium, l'américium et le curium. Tous ces noyaux sont émetteurs α de périodes relativement ou très longues et quelques-uns sont aussi émetteurs β.

– Les **produits d'activation**, résultant de captures neutroniques par les structures d'un réacteur, par exemple, le cobalt 60. Ce sont des émetteurs β et γ.

Les masses de ces trois catégories de produits sont très différentes : pour les réacteurs à eau sous pression, par exemple, les produits de fission représentent 3 à 4 % de la masse d'uranium mise en réacteur, brûlée, puis déchargée, et les actinides mineurs environ 0,1 %. Les produits d'activation représentent une masse beaucoup plus faible et qui ne conduira à d'éventuelles difficultés qu'au démantèlement de l'installation, hormis de très faibles quantités dissoutes par l'eau du circuit primaire.

À ces déchets « primaires », il faut ajouter tous les matériels (outillages, gants...), fluides, etc. qui auront pu être contaminés lors des manipulations à la fabrication ou au retraitement.

39.3. Gestion actuelle des déchets nucléaires

On appelle « gestion des déchets » toutes les opérations à faire depuis leur production jusqu'à leur stockage définitif où ils finiront par disparaître au fil des décroissances radioactives. Ces opérations dépendent de la nature des déchets (liquides, solides, poudres...) et de leur radioactivité. En ce qui concerne ce dernier aspect, trois grandes catégories ont été définies par la législation.

39.3.1. Classification des déchets nucléaires

Du point de vue du « gestionnaire de déchets » trois catégories sont, en effet, distinguées :

– **Catégorie A** *:* faible ou moyenne activité et vie courte (par définition, au maximum 30 ans). En pratique, ce sont des émetteurs β et γ (la teneur en émetteurs α ne doit pas dépasser une limite très basse de 0,01 Ci par tonne). Ils sont constitués essentiellement des déchets technologiques.

– **Catégorie B** *:* faible ou moyenne activité et vie longue, qui peuvent contenir des émetteurs α, β et γ. Ils sont constitués de matériaux fortement contaminés tels les gaines de combustibles.

– **Catégorie C** *:* haute activité et vie longue (y compris des produits de périodes pas très longues mais qui doivent être stockés pendant très longtemps compte tenu de l'activité initiale). Il s'agit essentiellement du combustible irradié, s'il n'est pas retraité, ou des produits de fission et actinides mineurs séparés au retraitement.

On préfère aujourd'hui utiliser un double critère : *l'activité*, faible, moyenne ou haute (*FA*, *MA*, *HA*) et la durée de vie, déclarée courte si la période est inférieure à 30 ans (*VC*) et longue si elle est supérieure à 30 ans (*VL*).

À ces catégories, il faut ajouter les déchets de très faible activité (*TFA*) qui sont des matériaux ayant une activité du même ordre de grandeur que les matériaux usuels, mais qui proviennent de la déconstruction d'installation nucléaires.

Pour fixer les idées sur les masses concernées, voici quelques chiffres (tableau 39.1).

Tableau 39.1. Ordres de grandeur des masses moyennes de déchets selon leur nature, en France, par habitant et par an (source : CEA, (A = FMA-VC ; B = FMA-VL ; C = HA-VL)).

Nature	Masse
Gaz carbonique	6 300 kg
Déchets industriels	2 500 kg
dont : déchets nucléaires	1 kg
– déchets type *A*	900 g
– déchets type *B*	90 g
– déchets type *C*	10 g

39.3.2. Conditionnement, transport, entreposage et stockage des déchets nucléaires

Hormis d'éventuels entreposages transitoires – par exemple des solutions contenant les produits de fission séparés au retraitement et que l'on peut préférer laisser « refroidir » un certain temps – la règle générale est d'enrober les déchets nucléaires sous une forme solide (dans un ciment, une résine ou un bitume) et de les emballer dans des conteneurs, en acier ou en béton, pour éviter les « fuites » et les migrations dans l'environnement.

Pour les déchets de forte activité, des traitements spéciaux sont effectués. Par exemple, les « coques » (fragments des gaines des crayons de combustible, non attaquées par l'acide nitrique destiné à dissoudre les pastilles et récupérées au fond du dissolveur en première étape du retraitement) sont fondues sous forme de lingots dans des récipients d'acier. Les produits de fission et actinides mineurs, déchets ultimes après retraitement, sont mélangés avec une matrice vitreuse et coulés sous forme de blocs de verres borosilicatés pratiquement inattaquables par lixiviation (dissolution) par l'eau.

Les règles appliquées au transport des déchets nucléaires sont les mêmes que pour toutes les autres matières radioactives : elles sont présentées au chapitre 37.

Avant stockage définitif, les déchets sont éventuellement entreposés provisoirement pour une raison quelconque, par exemple pour laisser la radioactivité décroître partiellement.

Les déchets nucléaires se caractérisent par de faibles masses en comparaison d'autres déchets (tableau 39.1). Cela signifie que les volumes de matières radioactives à stocker ou à entreposer sont aussi relativement faibles (tableau 39.2) ; par exemple, les déchets *HA-VL* accumulés en France représentant 96 % de l'activité des déchets nucléaires, tiendraient dans le volume d'une piscine olympique.

La radioactivité des déchets de type *A* (*FA* et *MA-VC*) aura pratiquement disparu après 300 ans : en effet, les périodes de ces produits sont au maximum de 30 ans (par

Tableau 39.2. Cumul des déchets produits en France depuis le début du programme nucléaire jusqu'à la date indiquée (source : ANDRA).

Nature	Volume (en 2002)	Pourcentage du volume	Pourcentage de l'activité	Volume (prévision 2020)
TFA	108 219 m^3	11,1 %	Négligeable	516 000 m^3
FMA-VC	778 322 m^3	79,6 %	0,07 %	1 197 000 m^3
FA-VL	44 559 m^3	4,5 %	0,01 %	87 000 m^3
MA-VL	45 359 m^3	4,6 %	3,97 %	55 000 m^3
HA-VL	1 639 m^3	0,2 %	96,05 %	3 600 m^3

définition de cette catégorie) et au bout de dix périodes la radioactivité aura baissé d'un facteur 1 000 pour les plus longs et bien davantage pour les autres. Ainsi ces produits sont stockés de façon définitive dans des centres de stockage comportant, outre les emballages des « colis » de déchets, des barrières ouvragées. Après trois siècles, ces centres pourront être « banalisés » c'est-à-dire réaffectés à un autre usage, puisqu'il n'y aura plus de radioactivité. Ces centres de stockage sont conçus pour résister pendant ces trois siècles et sont surveillés. Il y a deux centres de stockage de ce type en France : celui de la Manche, près de l'usine de La Hague, d'une capacité de 530 000 m^3, est saturé ; il est maintenant relayé par celui de celui de Soulaines-Dhuis dans l'Aube d'une capacité de 1 000 000 de m^3. Ces centres, ainsi que le centre de stockage des déchets *TFA* à Morvilliers (Aube), sont gérés par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs).

Les déchets des types *B* et *C* (*MA-VL* et *HA*), dits *HAVL*, posent un problème différent, puisque le stockage doit être envisagé pour des durées qui se chiffrent en milliers, voire en millions d'années. Dans cette problématique des déchets à vie longue, nous travaillons et raisonnons sur des périodes de temps sans aucune mesure avec celle qu'a vécue l'humanité (des millions d'années pour certains déchets radioactifs, contre quelques milliers d'années pour la civilisation) : faire des projections à cette échéance de ce que sera l'Homme est pour le moins hasardeux...

Pour éviter un contresens fréquemment fait, notons déjà que plus la période d'un radionucléide est longue, plus est faible son activité spécifique (de façon inversement proportionnelle). Cette loi de la physique est assez rassurante : si le problème de l'émission radioactive se pose pendant longtemps, l'activité, et donc le risque, est faible.

Pour ces déchets *HAVL*, un stockage à grande profondeur (quelques centaines de mètres) dans une formation géologique stable, peu sujette aux circulations d'eau souterraine (argile, granite...) et présentant peu de risque d'intrusion future (forage, mine...) serait vraisemblablement une solution adéquate, c'est-à-dire susceptible de confiner ces déchets avec une très grande sûreté vis-à-vis d'une dissémination dans un futur plus ou moins lointain. Mais la décision d'un tel stockage n'a pas encore été prise en France : le législateur a voulu, au contraire, laisser le temps nécessaire à la réflexion et aux recherches (voir le paragraphe suivant). Il faut remarquer que cette décision n'est pas urgente : en effet, vu les faibles volumes concernés, les entreposages actuels ne posent pas de problème à court terme : les fûts de déchets sont empilés dans des puits bétonnés et ventilés pour le refroidissement, situés près des ateliers de vitrification de Marcoule (Gard ; aujourd'hui arrêté) et de La Hague.

39.4. Axes de recherche et perspectives

Pour la gestion des déchets nucléaires, quelles que soient leurs caractéristiques, des solutions techniques existent donc : en effet, les faibles volumes impliqués (en comparaison d'autres déchets produits par la société) ont permis de mettre en œuvre (faible activité) ou de préparer (vies longues et haute activité) des solutions satisfaisantes sur le plan de la sûreté et dont le coût reste acceptable. Ces techniques d'entreposage et de stockage ont directement bénéficié de l'effort considérable que les organismes de recherche et les industries nucléaires ont fait pour connaître les risques et les réduire à un niveau très faible.

Si ces organismes de recherche et industries ont su élaborer des technologies, procédés et procédures satisfaisantes, elles n'ont, en revanche, pas réellement réussi à en convaincre totalement l'« opinion » (celle qui s'exprime parmi les élus de la Nation et dans les médias). Celle-ci souligne en particulier l'aspect éthique associé aux déchets nucléaires : a-t-on le droit de léguer à nos descendants des déchets que nous avons produits et accumulés, déchets qu'ils devront gérer et dont ils devront accepter les nuisances ? L'opinion s'inquiète aussi de la validité des options techniques et se demande si de meilleures solutions ne pourraient pas être trouvées.

En ce qui concerne ce deuxième point, il est, certes, toujours imaginable que des solutions plus satisfaisantes seront trouvées aux problèmes, et l'histoire en fournit de nombreux exemples (pour n'en citer qu'un : la désulfurisation du charbon ou du pétrole avant son utilisation dans une centrale thermique). En ce qui concerne le premier point, notons que cette préoccupation éthique, certes louable, devrait s'appliquer non seulement à l'ensemble des déchets produits par la société, mais aussi à l'utilisation de ressources naturelles loin d'être illimitées et non renouvelables.

39.4.1. La loi de 1991

C'est dans ce contexte, quand s'est posée la question de l'ouverture d'un stockage souterrain, que le Parlement français s'est préoccupé de la problématique des déchets nucléaires et a préconisé un programme de recherche de quinze ans avant de décider de la solution à adopter : cela s'est formalisé par une loi votée le 30 décembre 1991.

Cette loi ne concerne que les déchets du type *HAVL*, actuellement entreposés, puisque les déchets de faible activité et de très faible activité sont stockés de façon considérée comme définitive.

Cette loi a créé l'ANDRA (à partir d'un département existant au CEA) et a demandé que soient lancées des recherches selon trois axes, le premier concernant essentiellement le CEA et les deux autres surtout l'ANDRA. Pour juger de la pertinence des travaux sur ces thèmes une Commission nationale d'évaluation (CNE) a été également créée ; elle est composée de douze « personnalités qualifiées » ou experts désignés par l'Assemblée nationale, le Sénat et le Gouvernement.

Les trois axes des « recherches sur la gestion des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue » précisés dans la loi du 30 décembre 1991, dite « loi Bataille », sont les suivants (extraits de l'article 4 de la loi) :

1) « *la recherche de solutions permettant la séparation et la transmutation des éléments radioactifs à vie longue présents dans ces déchets* » ;

2) « *l'étude des possibilités de stockage réversible ou irréversible dans les formations géologiques profondes, notamment grâce à la réalisation de laboratoires souterrains* » ;

3) « *l'étude de procédés de conditionnement et d'entreposage de longue durée en surface de ces déchets* ».

39.4.2. Axe 1 (séparation-transmutation)

Les tableaux 39.3 et 39.4 ci-dessous donnent les ordres de grandeur de la quantité de déchets *HAVL* dans le combustible irradié dans les réacteurs à eau sous pression, respectivement actinides mineurs (essentiellement émetteurs α) et produits de fission à vie longue (émetteurs β et γ). Les produits d'activation sont, comme les produits de fission, des émetteurs β et γ le plus souvent à vie courte ; principal contre-exemple : le manganèse 53 de période 10^6 ans.

Des valeurs du tableau 39.3 on peut déduire les masses d'actinides mineurs produites par le parc EDF : 800 kg/an de neptunium, 500 kg/an d'américium et 40 kg/an de curium environ. À ces masses, il faut ajouter une trentaine de kilogrammes par an de plutonium résiduel parmi les produits de fission, correspondant à des pertes au retraitement.

Tableau 39.3. Principaux actinides mineurs produits dans les réacteurs à eau sous pression (combustible UOX iradié à 33 000 MWj/t ; 3 ans après le déchargement) (source : OPECST 1998).

Nucléide	Période (années)	Abondance (g/t)
Neptunium 237	2 100 000	430
Américium 241	430	220
Américium 243	7 400	100
Curium 243	28	0,3
Curium 244	18	21,4
Curium 245	8 500	1,2

Tableau 39.4. Principaux produits de fission à vie longue produits dans les réacteurs à eau sous pression (combustible UOX iradié à 33 000 MWj/t ; 3 ans après le déchargement) (source : OPECST 1998).

Nucléide	Période (années)	Abondance (g/t)
Sélénium 79	65 000	4,7
Zirconium 93	1 500 000	713
Technétium 99	210 000	810
Palladium 107	6 500 000	200
Étain 126	100 000	20
Iode 129	16 000 000	170
Césium 135	2 300 000	360

Le recyclage du plutonium (voir le chapitre 35) permet d'éliminer – en partie – ce principal actinide artificiel qui, sinon, serait de loin de premier contributeur à la radiotoxicité du combustible irradié. Il faut remarquer, cependant, que cela accroît la quantité des actinides mineurs, hormis le neptunium 237 dont la voie de formation principale passe par l'uranium 235 et deux captures neutroniques (tableau 39.5).

Tableau 39.5. Production d'actinides mineurs (en kg/TWh) pour un réacteur à eau sous pression chargé avec un combustible soit standard, soit MOX (3 ans après le déchargement) (source : OPECST 1998).

Actinide	**UOX**	**MOX**
Neptunium	2	0,5
Américium	1,1	10
Curium	0,08	2,0
Total	3,2	13

En ce qui concerne cet axe 1, le CEA a lancé un programme « séparation poussée et transmutation » pour examiner les problèmes de séparation plus complète des déchets permettant d'envisager un traitement spécifique à chaque type de déchet à vie longue et les possibilités d'irradiation par les neutrons de façon à transmuter ces produits en produits à vie courte (notamment en les fissionnant) ou, idéalement, en nucléides stables. Le CEA s'est donné deux outils d'études pour ce programme, Phénix et Atalante, tous deux à Marcoule, le premier pour les irradiations, le second pour les manipulations et les analyses des produits radioactifs. Une partie des neutrons émis dans les réacteurs électronucléaires (parmi ceux qui ne sont pas nécessaires à l'entretien de la réaction en chaîne) pourrait servir à ces irradiations : le nombre de neutrons disponibles est plus élevé dans les réacteurs à neutrons rapides que dans les réacteurs à neutrons thermiques mais, en revanche, les sections efficaces des produits à incinérer sont en général plus grandes en spectre thermique. Il est clair que l'aspect « transmutation de déchets » fera partie des critères de conception des réacteurs de quatrième génération. On peut aussi penser à des incinérateurs dédiés dont la source de neutrons pourrait, par exemple, être basée sur un processus de spallation induit par la projection de protons fortement accélérés sur une cible formés de noyaux lourds, éjectant de nombreux neutrons (ADS : *Accelerator Driven System* ; voir le chapitre 26).

Il faut noter qu'en tout état de cause une transmutation ne sera jamais complète car les lois d'incinération ont un caractère exponentiel. À titre d'exemple, voici (tableau 39.6) quelques ordres de grandeur.

Tableau 39.6. Évaluation de la durée de transmutation d'actinides mineurs (en années) en réacteurs à eau sous pression et en réacteurs à neutrons rapides (source : OPECST 1998).

Filière	Np 237	Am 241	Am 243	Cm 243	Cm 244
REP					
90 % détruits	6,4	1,7	4,2	2,6	14,2
90 % fissionnés	15	15	30	9	27
RNR					
90 % détruits	11	9	11	6	19
90 % fissionnés	24	30	30	15	27

Tableau 39.7. Concentrations des différents isotopes du césium produits dans les réacteurs à eau sous pression (combustible UOX iradié à 33 000 MWj/t ; 3 ans après le déchargement) (source : OPECST 1998).

Isotope	Période (années)	Abondance (g/t)	Teneur isotopique
133	Stable	1 144	43 %
134	2,1	38,7	1 %
135	2 300 000	360	14 %
136	30	1 130	42 %
Total	–	2 673	100 %

En outre, il semble difficile de détruire par transmutation certains produits à vie longue, notamment parmi les produits de fission, soit parce que les sections efficaces sont faibles, soit parce que la composition isotopique ne s'y prête pas. Un exemple typique de cette dernière circonstance est celui du césium (tableau 39.7).

Si l'on irradie le césium extrait des produits de fission, on formera sans doute davantage d'isotope135 (de longue période), à partir des captures neutroniques par les isotopes 133 et 134, qu'on en détruira ! Il faudrait donc imaginer une séparation de l'isotope 135 avant de l'incinérer ; cela ne semble guère réaliste en pratique.

On peut donc conclure de ces considérations que la transmutation sera certainement utile pour réduire les quantités de déchets *HAVL* à gérer, mais qu'elle n'en éliminera pas la totalité. Les recherches selon les deux autres axes sont donc nécessaires quelles que soient les avancées réalisées selon l'« axe 1 ».

39.4.3. Axe 2 (stockage en profondeur)

En ce qui concerne l'axe 2, un site a été sélectionné en 1999 à Bure-Saudron, à la limite entre les départements de la Haute-Marne et de la Meuse, pour un laboratoire d'étude d'un stockage souterrain (l'éventuelle transformation en site de stockage proprement dit n'interviendrait que par décision du Parlement) ; ce site de l'Est, géré par l'ANDRA, se caractérise par une formation géologique argilo-marneuse a priori apte à un tel stockage. Plusieurs autres sites avaient été présélectionnés pour un laboratoire similaire en milieu granitique, mais ce deuxième laboratoire n'a pas été créé, et ne le sera vraisemblablement pas.

Pour un tel stockage souterrain, les études s'orientent vers un stockage précédé d'une phase préliminaire de réversibilité de deux ou trois siècles, pendant laquelle les colis pourraient être repris pour un traitement qu'aurait permis les progrès technologiques acquis entre temps.

Pour ces problèmes d'entreposage de longue durée, voire de stockage définitif, l'étude d'« analogues naturels » peut s'avérer extrêmement utile. Les plus connus de ces analogues sont la quinzaine de « réacteurs fossiles » découverts dans les années 1970 à Oklo, un gisement d'uranium situé au Gabon. Lorsque ce gisement s'est mis en place il y a quelque deux milliards d'années (à l'époque l'uranium naturel contenait 3,5 % d'isotope 235 fissile et non 0,7 % comme aujourd'hui), plusieurs foyers de réactions nucléaires, très similaires à celles des réacteurs à eau d'aujourd'hui, se sont spontanément allumés. Au total plusieurs tonnes d'uranium se sont consommées, produisant plusieurs tonnes de produits

de fission et d'actinides. Une partie de ces « déchets » est restée en place et a pu être étudiée en détail : on a là une preuve que même en l'absence de barrières ouvragées, et même dans un terrain non sélectionné pour cela, de nombreux produits radioactifs restent en place suffisamment longtemps pour que leur radioactivité s'éteigne.

Pour un stockage réalisé par l'homme, non seulement on choisirait de façon optimale le terrain géologique – les critères principaux étant le moins possible de circulation d'eau (argile, granite, mine de sel...), la stabilité géologique et l'absence de ressources minières susceptibles d'être exploitées –, mais encore on ajouterait au moins trois « barrières » artificielles : matrice (par exemple un verre), conteneurs, ouvrages, s'ajoutant à la quatrième barrière que constitueraient les couches géologiques du lieu de stockage jusqu'à la surface. Dans ces conditions, les modélisations, étayées par les connaissances acquises sur les formations géologiques et les barrières artificielles, prouvent la sûreté du stockage sur des laps de temps supérieurs aux plus longues périodes des produits à stocker, c'est-à-dire des millions d'années.

39.4.4. Axe 3 (entreposage de longue durée)

En ce qui concerne l'axe 3, les études se sont centrées sur des entreposages de un à trois siècles, soit en surface, soit en subsurface (à quelques dizaines de mètres de profondeur), destinés à prendre le relais des entreposages actuels dits « industriels » prévus pour une cinquantaine d'années.

Il est clair qu'au niveau des barrières artificielles, il y a une certaine synergie entre les études des axes 2 et 3. La différence essentielle entre entreposage et stockage est que ce dernier n'est – par définition – pas surveillé, l'entreposage l'étant par contre sur sa durée prévue (quelques siècles), c'est-à-dire un laps de temps à l'échelle des civilisations, celui des cathédrales par exemple. Sur un tel laps de temps, on peut admettre que la connaissance de ce qui est stocké (types de produits, où, comment) perdure, alors qu'on présume que la présence d'un stockage géologique de déchets nucléaires sera oubliée.

On peut supposer que des progrès seront réalisés dans les décennies à venir : c'est pourquoi, comme pour les premiers siècles du stockage en formation géologique, la réversibilité est prévue pour l'entreposage de longue durée, c'est-à-dire la possibilité de reprendre les colis de déchets pour un traitement plus complet.

39.4.5. Perspectives

Si la transmutation des déchets nucléaires de longue durée de vie (axe 1) est l'objectif premier, il est clair qu'elle ne résoudra pas complètement le problème. Par exemple, on n'envisage pas de reprendre les déchets vitrifiés actuellement entreposés : ceux-ci devront être stockés (axe 2). Une partie des assemblages REP-UOX et, surtout, les assemblages REP-MOX ne sont pas, en France, retraités : il devront donc être entreposés (axe 3) avant soit une reprise, soit un stockage définitif.

Dans leur « rapport sur l'avancement et les perspectives des recherches sur la gestion des déchets radioactifs » (Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 16 mars 2005), les auteurs de la loi du 30 décembre 1991, Christian Bataille et Claude Birraux, dressent le bilan des quinze années de recherches (2,2 milliards d'euros) que nous avons rapidement résumées et font des propositions pour l'avenir : à

leurs yeux, ces recherches doivent être activement poursuivies pour aboutir à une mise en œuvre industrielle qui pourrait se faire selon l'échéancier suivant :

– vers 2016, mise en service d'un entreposage de longue durée ;

– vers 2016 également, autorisation de construction d'un stockage géologique ;

– vers 2020-2025, mise en service du stockage géologique ;

– vers 2020-2025 également, mise en service d'un démonstrateur industriel de transmutation (vraisemblablement, un ADS à spectre rapide) ;

– vers 2040, transmutation mise en œuvre à l'échelle industrielle.

Le 15 juin 2006, après un ultime vote des députés, le Parlement a définitivement adopté la nouvelle loi sur la gestion des déchets nucléaires : *le texte organise la création d'un site de stockage réversible en couche géologique profonde pour les déchets à haute activité et à vie longue.*

Les parlementaires ont renforcé l'encadrement de la procédure de création en imposant l'organisation d'un débat parlementaire préalable à l'autorisation du centre de stockage « fixant les conditions de la réversibilité », après avis des collectivités territoriales et de l'Autorité de sûreté (ASN). Ils ont aussi précisé que la demande d'autorisation devrait concerner une couche géologique ayant fait l'objet d'études au moyen d'un laboratoire souterrain, et que la fermeture du centre de stockage devrait être autorisée par une loi.

Le projet de loi poursuit également les recherches sur la « séparation-transmutation » (transformation des éléments radioactifs pour diminuer leur durée d'activité) et d'entreposage de long terme (100 à 300 ans au lieu des 50 à 100 ans actuels), les deux autres pistes de recherche qui avaient été définies en 1991 par la loi Bataille, dont le texte prend le relais.

Le texte organise aussi le financement de la gestion des déchets et du démantèlement des installations, l'accompagnement économique local et confirme l'interdiction de stocker en France des déchets nucléaires étrangers. (Extraits de la *Revue générale nucléaire*, mai-juin 2006.)

40 Risques spécifiques à l'énergie nucléaire

Les installations nucléaires énergétiques (réacteurs et usines du cycle du combustible) et non énergétiques (réacteurs de recherche, unités de production et d'utilisation de radioéléments, médecine nucléaire) sont assujetties aux mêmes risques que les autres installations industrielles : dysfonctionnements, chutes, incendies, inondations, séismes... Cependant, l'utilisation de matières nucléaires et, en particulier, de matières radioactives, peut aggraver les conséquences d'un incident ou d'un accident « classique » à cause de la dispersion des produits radioactifs, voire induire des risques nouveaux, tel le risque de criticité.

La prise de conscience de cette spécificité, dès l'origine des recherches sur le nucléaire, a suscité un effort particulièrement remarquable en matière de sûreté. Un effort comparable n'est observé que dans de rares autres branches industrielles telles l'aéronautique et le spatial.

Nous nous limiterons dans ce chapitre au cas des installations énergétiques (mais les principes de sûreté dans les autres installations nucléaires sont, en fait, similaires) et nous prendrons l'exemple français, celui de la « filière » des réacteurs à eau sous pression (mais, là encore, la « philosophie générale » est la même pour tous les types de centrales nucléaires).

40.1. Types d'installations nucléaires et risques associés

Les installations de l'industrie électronucléaire sont de deux types :

– d'une part, les centres de production d'électricité d'origine nucléaire (ou centrales nucléaires) comprenant un ou, le plus souvent, plusieurs réacteurs (ou « tranches ») ;

– d'autre part, l'ensemble des usines associées aux réacteurs (ou installations dites du cycle du combustible nucléaire), soit en amont des réacteurs depuis l'extraction de l'uranium des gisements jusqu'à la fabrication des éléments qui vont être chargés en réacteur, en passant par la concentration, les conversions chimiques et l'enrichissement, soit en aval : entreposages, retraitement éventuel et conditionnements, stockages de déchets (voir la partie VI).

Les risques posés par ces deux catégories d'installations ne sont pas exactement de même nature même si, dans tous ces cas, il s'agit de risques liés essentiellement à la radioactivité :

– Dans les réacteurs, la criticité, c'est-à-dire l'auto-entretien de la réaction en chaîne de fissions est, par définition, atteinte. Le risque le plus évident est donc celui de l'emballement de cette réaction provoquant une « excursion de puissance » incontrôlée. Cependant, même après arrêt de la réaction en chaîne, le réacteur n'est pas anodin : des masses importantes de produits radioactifs formés pendant le fonctionnement s'y sont accumulées, dégageant une quantité de chaleur considérable ; si le refroidissement du cœur n'était pas convenablement assuré même à l'arrêt, la montée en température et la fusion des gaines, puis du combustible, pourrait survenir.

– Dans les autres installations du cycle du combustible et lors des transports de l'une à l'autre, des matières plus ou moins radioactives sont manipulées : le risque le plus immédiat est qu'elles soient répandues dans l'environnement par inadvertance ou à la suite d'un incident ou d'un accident. Dans certaines de ces installations (notamment usines d'enrichissement, de fabrication de combustible et de retraitement, ainsi que dans les transports et entreposages associés), des masses et des concentrations de matières fissiles sont parfois suffisantes pour qu'apparaisse un risque de criticité, c'est-à-dire de démarrage intempestif d'une réaction en chaîne, pouvant conduire à une émission notable de rayonnements (photons γ et neutrons) et à un dégagement d'énergie risquant de détériorer les « barrières » entre la radioactivité et l'extérieur.

40.2. Le risque de criticité (hors réacteurs)

La criticité est atteinte lorsque la production de neutrons par fissions atteint et dépasse la disparition des neutrons par absorption dans le système ou fuite vers l'extérieur (absorption hors du système). Le démarrage d'une réaction en chaîne est alors possible et se réalise effectivement rapidement grâce aux quelques neutrons toujours présents (par exemple, ceux qui proviennent des réactions nucléaires produites en permanence et inéluctablement par le rayonnement cosmique). Au tout début, une réaction en chaîne qui se déclenche peut s'amplifier rapidement ; cependant, des contre-réactions viennent l'entraver et même l'arrêter : ce peut être des effets de température (en général, lorsque la température des matériaux s'accroît, la réactivité se dégrade et le système devient sous-critique) ; dans les milieux aqueux, ce peut être aussi des effets de radiolyse, c'est-à-dire de formation de gaz par les rayonnements émis : ces gaz forment des bulles qui viennent dilater le système et, par voie de conséquence, réduire, là encore, la réactivité.

Les physiciens ont étudié expérimentalement ces accidents et les ont modélisés. On peut citer, par exemple, les simulations d'accidents réalisés sur le réacteur Silène du CEA/Valduc (près de Dijon) : selon les conditions, un ou plusieurs « pics » successifs sont observés. On montre qu'un accident de criticité ne peut pas dépasser 5.10^{18} fissions, soit un dégagement d'énergie de 160 MJ.

Les physiciens ont aussi élaboré les outils de calcul permettant d'évaluer le facteur de multiplication – et donc de s'assurer qu'il est inférieur à l'unité – et les règles générales pour éviter l'accident de criticité. On peut réduire le facteur de multiplication :

– soit en réduisant les fissions en limitant les quantités de matières fissiles manipulées ;

– soit en augmentant les absorptions stériles (captures) en ajoutant des « poisons » neutroniques tels le bore, le gadolinium, etc. ;

– soit en favorisant les fuites en réduisant la taille des récipients et réservoirs, et en leur donnant des formes très allongées pour augmenter le rapport surface/volume.

40.3. Le risque d'accident de réacteur

Alors que dans les installations du cycle le seul « scénario nucléaire » vraisemblable est l'accident de criticité (les autres scénarios possibles sont des scénarios « classiques » : chute ou accident, incendie, risque chimique, accident de la circulation, etc.), dans les réacteurs de très nombreuses séquences accidentelles ont été envisagées et étudiées dans toutes leurs conséquences. Fort heureusement, la plupart d'entre elles sont restées purement hypothétiques. Voici, à titre d'illustration, quelques-uns de ces scénarios pour les réacteurs à eau sous pression. On remarquera qu'il y a toujours une phénoménologie complexe mise en jeu, faisant intervenir à la fois des aspects nucléaires et d'autres branches de la physique. On notera aussi qu'on cherche à bâtir la séquence d'incidents en chaîne la plus catastrophique, par exemple la défaillance simultanée de plusieurs composants ou automatismes.

40.3.1. Accident de perte de réfrigérant primaire

Cet APRP (souvent également appelé LOCA comme loss of coolant accident) est le scénario pris comme accident de référence pour le « dimensionnement » des réacteurs à eau sous pression, c'est-à-dire les calculs montrant que les parades existent et que l'enceinte de confinement résiste : il s'agit d'une rupture « guillotine » (brutale et totale) d'une grosse tuyauterie du circuit primaire alimentant le cœur. (Cette rupture pourrait être due, par exemple, à un séisme.)

Lors d'un tel scénario, le circuit primaire se dépressuriserait rapidement et le cœur, ne baignant plus dans l'eau, ne serait plus refroidi.

La prise en compte de cet accident a amené à prévoir un « renoyage » du cœur grâce à une injection de sécurité à partir d'accumulateurs (réservoirs) et à calculer l'enceinte de façon qu'elle reste étanche avec la surpression (environ 5 bars) qui résulterait de la vaporisation de l'eau du circuit primaire.

Remarque : outre ce scénario « grosse brèche » des scénarios « petite brèche » – sans doute moins violents mais éventuellement plus pernicieux – sont aussi considérés.

40.3.2. Accident de rupture de tube de générateur de vapeur

Les milliers de tubes en forme de U renversé des générateurs de vapeur constituent l'interface entre le circuit primaire pressurisé (150 bars environ) et le circuit secondaire

eau-vapeur (70 bars environ). En cas de rupture d'un de ces tubes, l'eau du circuit primaire, légèrement radioactive, passerait dans le circuit secondaire ; la pression augmentant dans ce dernier, les vannes de décharge s'ouvrirait et la contamination radioactive pourrait se répandre dans l'enceinte, voire au-delà s'il y avait un défaut d'étanchéité.

Pour parer à ce type d'incident, les tubes de générateurs de vapeur sont régulièrement inspectés (par passage d'une sonde d'un bout à l'autre) : tout tube s'avérant défectueux est bouché (on a prévu que les générateurs de vapeur puissent fonctionner avec une certaine proportion de tubes bouchés).

40.3.3. Accident de rupture de tuyauterie de vapeur

Dans ce scénario, c'est une tuyauterie du circuit secondaire qui est supposée se rompre. Outre la surpression qui en résulterait dans l'enceinte, l'augmentation du débit secondaire dans les générateurs de vapeur amènerait un refroidissement plus important de l'eau du circuit primaire. Une diminution de la température d'eau dans le cœur apporte une réactivité positive, donc une possible « excursion de puissance » par la réaction en chaîne.

40.3.4. Accident de criticité (bouchon d'eau non borée, éjection de grappe)

D'autres accidents du même type, dits de réactivité ou de (sur)criticité doivent aussi être considérés : on peut, par exemple, supposer qu'à la suite d'une erreur dans les manipulations d'acide borique, une certaine quantité d'eau claire au lieu d'eau borée soit envoyée dans le cœur, amenant une réactivité positive.

Autre scénario envisageable : lorsque le réacteur fonctionne à mi-puissance ou est arrêté, un certain nombre de grappes de commande sont insérées dans le cœur. Si, après rupture de son mécanisme, l'une de ces grappes était éjectée par le courant (ascendant) d'eau, une certaine réactivité positive (correspondant à l'« anti-réactivité » qu'avait cette grappe) apparaît dans le cœur. Pour certaines grappes parmi les plus efficaces, cette réactivité apportée par l'éjection pourrait amener le cœur à une situation surcritique par neutrons prompts.

40.3.5. Agression externe ou interne

Nous avons déjà évoqué à propos de l'« APRP » le problème du séisme : d'une façon générale, ce risque est pris en compte pour tous les organes importants d'un réacteur. En pratique, le dimensionnement est prévu pour un « séisme majoré de sécurité » qui dépasse de un degré sur l'échelle MSK le « séisme maximal historiquement vraisemblable » déterminé à partir des archives et des observations des géologues dans la région concernée ou les régions similaires.

Autre exemple de risques externes pris en compte : les inondations (là encore, les niveaux maximaux historiquement observés sont majorés), les chutes d'avions, les explosions dans une autre usine du voisinage...

De même, toutes les possibilités d'agression interne – incendie, inondation interne, projectiles divers dus à des ruptures ou des éclatements, chute pendant une manutention... – sont prises en compte.

40.3.6. La fusion du cœur

Finalement, quelle que soit sa cause initiale, ce que l'on redoute essentiellement lors d'un accident survenant dans une centrale nucléaire c'est la fusion du cœur induite par un échauffement excessif.

Nous venons de le voir, le détail du scénario peut varier, ainsi donc que la raison de cet échauffement dû à un déséquilibre entre la production d'énergie (qui peut être normale ou trop importante) et son évacuation (qui peut être normale ou insuffisante). Mais, dans ses grandes lignes, la suite serait la même, à savoir, en imaginant le pire :

– Dans un premier temps, c'est la gaine des crayons de combustible qui peut se détériorer puis se rompre. Au-delà de 1 200 degrés Celsius, des réactions chimiques entre le zirconium et l'eau s'enclenchent, donnant de la zircone (oxyde de zirconium) et de l'hydrogène ; la formation de zircone fragilise la gaine et le dégagement d'hydrogène susceptible de se répandre dans l'enceinte conduit à un risque d'explosion ; de plus, cette réaction entre le zirconium et l'eau est exo-énergétique, c'est-à-dire aggrave l'échauffement d'origine nucléaire. Au-delà de 1 500 degrés environ, des ruptures franches se produisent, permettant aux produits radioactifs de se répandre dans le circuit.

– Si la température atteint 2 500 degrés environ, l'oxyde combustible entre en fusion et, vu sa densité (10 grammes par centimètre cube), va s'écouler vers le bas. Le mélange des matières en fusion – combustible et matériau de gainage et de structure – constitue une sorte de « lave » à haute température et passablement réactive appelée corium.

– Si le corium atteint le fond de la cuve, il peut entrer en réaction avec l'acier, percer la cuve et se répandre dans les structures inférieures en béton.

– Des interactions avec l'eau et la vapeur ambiantes sont également à prendre en compte : la pression dans l'enceinte va s'accroître.

– Si cette pression dépasse la limite à laquelle l'enceinte résiste, l'étanchéité est rompue et la radioactivité n'est plus totalement confinée à l'intérieur de l'installation. Dans un premier temps, les flux passent au travers de filtres à sable prévus à cet effet et piégeant l'essentiel des produits radioactifs. Dans un deuxième temps, on peut craindre une rupture franche de l'enceinte et donc une fuite plus massive de produits radioactifs dans l'environnement.

– La migration dans l'environnement de ces produits fait intervenir un ensemble de processus complexes mêlant des phénomènes physiques – transport de gaz et d'aérosols (très fines poussières) par le vent, dilution dans les sols et les eaux de surface et souterraine... – et biologiques pouvant les amener jusqu'à l'homme.

– Pour en revenir au corium, on pourrait craindre que, traversant toutes les structures, il continue à s'enfoncer : mais ce scénario, popularisé comme le « syndrome chinois » dans un film célèbre, n'est pas vraisemblable. (Le film place l'accident aux États-Unis : s'il s'enfonçait suffisamment, le corium finirait par émerger en Chine !)

40.4. Principes de sûreté nucléaire

Le risque associé à la radioactivité et, par voie de conséquence, aux installations nucléaires a très tôt été perçu. Dès l'origine des recherches et des développements industriels concernant le nucléaire, des efforts très importants ont été faits en matière de sûreté. Par la suite, la connaissance des phénomènes physiques impliqués, la formalisation des principes de sûreté, la conception des installations et les procédures d'exploitation se sont améliorées de façon continue. Bien que la sûreté des installations nucléaires ait atteint un niveau extrêmement satisfaisant – surtout dans les pays occidentaux ou occidentalisés – ces efforts se poursuivent encore aujourd'hui à un rythme soutenu.

Améliorer la sûreté se fait en travaillant sur trois niveaux : la connaissance du risque, la prévention et la mitigation (limitation des conséquences d'un accident au cas où il se produirait malgré les précautions prises). En parallèle, il convient d'analyser, donc de vérifier, l'adéquation de l'ensemble des mesures mises en œuvre.

40.4.1. La connaissance de la physique des accidents

La juste appréciation du risque, donc la connaissance de la physique complexe des situations rencontrées lors des incidents et des accidents, est indispensable si l'on veut prendre les mesures les plus appropriées pour le réduire : prendre les mesures utiles sans gaspiller les efforts sur des points sans conséquences graves.

C'est pour cette raison que des programmes de recherches conséquents ont été menés et sont toujours menés pour mieux comprendre, modéliser et donc prédire les scénarios. Outre celles sur les risques biologiques des rayonnements (chapitre 36), les recherches sur les accidents potentiels des réacteurs portent principalement sur les thèmes suivants :

– L'inventaire du « terme source », c'est-à-dire des produits radioactifs contenus dans le réacteur (produits de fission, actinides et produits d'activation).

– La thermohydraulique en situation normale et en situations « dégradées », c'est-à-dire accidentelles.

– Les interactions eau-gaine et pastille combustible-gaine.

– Le relâchement des produits radioactifs (très variable selon leur nature physico-chimique).

– La migration de ces produits dans les diverses parties de la centrale (même remarque).

– Le comportement des aérosols.

– Les migrations des produits radioactifs et les dépôts dans l'environnement (même remarque).

– La tenue de l'enceinte.

– La formation d'hydrogène et le risque associé.

– Le comportement du corium et ses interactions avec l'acier, le béton, etc.

On peut évoquer aussi des études plus génériques (pouvant concerner aussi d'autres branches industrielles) telles celles des séismes, des incendies ou des inondations.

Pour valider ces recherches d'importants programmes expérimentaux sont menés, allant jusqu'à des simulations d'accidents pratiquement en vraie grandeur mais dans des

conditions parfaitement contrôlées : par exemple, en France, sur trois réacteurs dédiés à ces recherches et situés à Cadarache (Bouches-du-Rhône), notamment Phébus.

L'ensemble de ces travaux se concrétise par des modélisations et des codes de calcul sur ordinateur capables de simuler et de prédire correctement toute séquence accidentelle et, ainsi, d'étudier les contre-mesures qui s'imposent.

40.4.2. La prévention

Nous entrons là dans le thème prévention des accidents, c'est-à-dire la mise en œuvre du maximum de précautions pour éviter qu'un accident se produise. Cette prévention se concrétise par des actions à différents niveaux, notamment :

– La conception générale de l'installation et le dimensionnement des composants.

– La mise en place de « barrières » successives entre les produits radioactifs et l'environnement. Par exemple, en France, on a très tôt adopté une « philosophie » générale de trois barrières successives (au moins) dans toutes les installations nucléaires. C'est ainsi que dans les réacteurs à eau sous pression on trouve :

1/ la gaine des éléments de combustible,

2/ l'enveloppe du circuit primaire,

3/ l'enceinte de confinement.

Pour que la radioactivité se répande dans l'environnement, il faudrait d'abord que surviennent une ou des ruptures de gaine, ensuite que se produise une brèche dans le circuit primaire (APRP, rupture d'un tube de générateur de vapeur...), enfin que l'étanchéité de l'enceinte ne soit plus assurée.

– Les règles d'exploitation que doivent impérativement respecter les opérateurs.

– La mise en place de nombreux automatismes ; par exemple, un arrêt automatique de la réaction en chaîne par chute rapide de barres de commande si la puissance dépasse un seuil ou si son augmentation au cours du temps est trop rapide.

– Des procédures de surveillance des composants importants pour la sûreté et de maintenance (entretien et remplacements).

– Une amélioration du facteur humain, c'est-à-dire la réduction, autant que faire se peut, du risque d'erreur humaine. Cela passe par l'ergonomie (par exemple, une présentation aisément lisible des procédures d'exploitation en situations normale ou incidentelle), une sensibilisation aux risques et un maintien de la vigilance et, plus généralement, une formation continue et régulière des opérateurs destinée à leur inculquer une véritable « culture de sûreté ».

– L'exploitation du retour d'expérience, c'est-à-dire l'analyse de tous les incidents qui ont pu se produire sur l'installation concernée ou d'autres similaires et la « mémoire » des conclusions de ces analyses.

40.4.3. La mitigation

Il est clair que malgré toutes ces précautions prises pour éviter un accident, on ne peut pas réduire complètement le risque. C'est pourquoi on travaille aussi au niveau de la

mitigation. (Ce vieux mot français signifie « adoucissement, atténuation ». Il est utilisé en justice lorsqu'une peine infligée est adoucie en raison de l'état physique du condamné. Il a été adopté dans les pays anglo-saxons et nous est revenu dans ce contexte de la sûreté.) La mitigation est l'ensemble des mesures prises pour réduire les conséquences néfastes d'un accident, s'il se produit en dépit de toutes les précautions prises.

Outre le principe des trois barrières qui peut aussi être considéré comme une action de mitigation, on peut citer notamment aussi :

– La défense en profondeur : il s'agit d'un ensemble de contre-mesures élaborées a priori pour faire face aux situations « dégradées » quelle qu'en soit la cause initiale. Ce concept a été élaboré aux États-Unis au début des années 1960, puis adopté par ailleurs. Par exemple, pour les réacteurs à eau sous pression français, cinq niveaux successifs de défense sont distingués : les premiers sont plutôt du domaine de la prévention, et les suivants de la mitigation ; par exemple, le cinquième niveau concerne la limitation des conséquences radiologiques pour les populations en cas de rejet important.

– L'organisation de crise. En cas d'accident, des plans pré-établis et testés grâce à des exercices de simulation pourraient rapidement être mis en œuvre. On sait que ce type de procédure existe pour les catastrophes naturelles : le plan ORSEC (organisation des secours), permettant au préfet de mobiliser l'ensemble des moyens publics et privés. Dans les régions où un accident nucléaire serait susceptible de se produire – en particulier les départements où se trouvent des centrales nucléaires – un plan ORSEC-RAD, spécifique à ce type d'accident, complète le plan ORSEC standard. Le PUI (plan d'urgence interne) s'applique, quant à lui, à l'intérieur du site nucléaire, sous la responsabilité de l'exploitant. Cette organisation prévoit des centres techniques de crise dans les principales organisations concernées : Électricité de France (localement, au niveau de chaque centre de production, et au niveau de l'état-major), Framatome, Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire. Ces centres sont susceptibles de réunir très rapidement un ensemble de responsables et d'experts capables de porter un diagnostic et un pronostic de la crise. Ces spécialistes doivent pouvoir dialoguer en permanence entre eux, ainsi qu'avec les autorités et avec les médias, et forger leur jugement grâce aux dossiers pré-établis et aux informations arrivant par les différents supports. Noter que ces informations n'ont pas seulement un caractère nucléaire : par exemple, les informations fournies par la Météorologie sont d'une importance capitale pour prévoir l'extension d'un « nuage » radioactif.

– L'organisation de crise doit pouvoir s'appuyer sur des moyens généraux et sur des moyens spécifiques aux accidents nucléaires : ces derniers s'organisent autour de deux pôles : l'intervention sanitaire, c'est-à-dire l'ensemble des actions destinées à réduire les risques d'irradiation et de contamination de la population ; l'intervention technique, c'est-à-dire l'ensemble des moyens mis en œuvre pour cartographier les contaminations radioactives et intervenir sur les lieux de l'accident.

L'intervention sanitaire, qui concerne une population, complète, s'il y a lieu, l'intervention médicale, qui concerne un individu en relation avec son médecin. L'intervention sanitaire a comme objectif la réduction de l'exposition des populations par irradiation (nuage et dépôts), inhalation et ingestion de denrées alimentaires, en cas de rejet accidentel de produits radioactifs ; il s'agit d'éviter les effets déterministes et de limiter les effets stochastiques. En ce qui concerne ce deuxième aspect, un bilan doit être fait entre la réduction de l'exposition et les inconvénients financiers, socio-économiques et psychologiques de la mise en œuvre des moyens nécessaires. En pratique, on raisonne à partir de deux bornes : une borne inférieure en deçà de laquelle on n'interviendra pas compte tenu des inconvénients et une borne supérieure (prise égale à dix fois la borne inférieure) au-delà de laquelle

on interviendra certainement compte tenu des risques d'exposition ; entre les deux, les Pouvoirs publics prennent les décisions en appréciant le détail des circonstances particulières. Voici trois exemples de valeurs de la borne inférieure (non action) :

– 5 mGy pour le confinement des populations à leur domicile : cela réduit l'irradiation par le nuage et les dépôts, mais provoque l'inquiétude des personnes ;

– 50 mGy pour l'évacuation des populations : elles seront soustraites aux risques, mais au prix de risques d'encombrements routiers, d'accidents et de panique ;

– 100 mGy pour l'administration d'iode stable : si cela est fait suffisamment tôt, cet iode saturera la thyroïde et limitera la possibilité d'assimilation d'iode radioactif (l'un des produits de fission parmi les plus irradiant susceptible d'être rejeté lors d'un accident).

L'intervention technique a une double mission :

– une mission de reconnaissance : établir un état des lieux et, en particulier, cartographier l'activité. Les moyens prévus sont des hélicoptères, permettant d'explorer rapidement un vaste territoire, et des robots télécommandés ou guidés par câble depuis un poste de pilotage, et permettant une exploration fine des zones les plus contaminées (l'intervention technique a ainsi contribué aux développements en matière de robotique) ;

– une mission de génie civil d'évacuation de matériaux contaminés, qui peut utiliser les machines usuelles et, si nécessaire, faire appel, elle aussi, à des robots.

40.5. Analyse de la sûreté nucléaire

On trouve dans le *Vocabulaire de l'ingénierie nucléaire* édité par la Société française d'énergie nucléaire (SFEN) les définitions suivantes :

– Sécurité nucléaire : « ensemble des dispositions prises pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers, nuisances ou gênes de toute nature résultant de la réalisation, du fonctionnement, de l'arrêt, des démantèlements d'installations nucléaires fixes ou mobiles, ainsi que de la conservation, du transport, de l'utilisation et de la transformation des substances radioactives naturelles ou artificielles ».

– Sûreté nucléaire : « 1/ ensemble des dispositions prises pour assurer le fonctionnement normal d'une installation nucléaire, pour prévenir les accidents ou en limiter les effets, aux stades de la conception, de la construction, de la mise en service, de l'utilisation, de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement d'une installation nucléaire ou d'un dispositif de transport de matières radioactives ; 2/ état résultant des ces dispositions. »

Ce *Vocabulaire* note que ces deux notions sont distinguées en France, alors que la même expression, nuclear safety, est utilisée indifféremment pour l'une et l'autre dans les pays anglo-saxons.

En bref, la sécurité comprend quatre aspects :

– la radioprotection (qui a été détaillée au chapitre 38),

– la sûreté (que nous présentons ci-dessous),

– l'organisation de crise (que nous avons évoquée ci-dessus à propos de la mitigation),

– la sécurité physique, c'est-à-dire la protection contre les actes de malveillance et le contrôle des matières nucléaires (qui fera l'objet du paragraphe suivant).

L'analyse de la sûreté nucléaire est une démarche rigoureuse. S'appuyant sur une connaissance la plus précise possible du risque (d'où la nécessité de programmes de recherche), elle doit vérifier que tout ce qui est humainement raisonnable a été mis en œuvre pour prévenir toute occurrence d'accident, et que, néanmoins, au cas où un accident survenait en dépit de ces précautions, le maximum de moyens a été prévu pour en réduire les conséquences néfastes et y remédier le mieux possible. Autrement dit, la sûreté examine les dispositions prises tant au niveau de la prévention qu'à celui de la mitigation.

En pratique, pour la prévention, on met en œuvre deux types de démarches dites respectivement déterministe et probabiliste.

Dans la démarche déterministe, quelques accidents pris comme accidents de référence et considérés comme « enveloppe » sont examinés, par exemple l'accident de perte de réfrigérant primaire. L'ensemble du scénario est considéré et l'on vérifie pour l'ensemble des composants concernés que la conception est correcte et le dimensionnement suffisant. La critique que l'on peut faire à cette approche est : a-t-on réellement envisagé toutes les éventualités, et notamment les plus graves ?

Il est évident qu'on peut toujours imaginer une séquence d'événements pire que tout ce qu'on a effectivement pris en compte. Mais cela a-t-il un sens de mettre en œuvre des moyens coûteux et compliqués pour se prémunir contre des catastrophes qui n'ont que très peu de vraisemblance et n'ont pratiquement aucune chance de se produire ? De plus, ne risque-t-on pas en tentant de parer à de telles séquences de négliger d'autres aspects, voire même – en compliquant l'installation – de dégrader globalement sa sûreté ?

Ce sont des réflexions de ce type qui ont amené les analystes de la sûreté à compléter les analyses déterministes par des analyses probabilistes. Les évaluations probabilistes de la sûreté (EPS) consistent à construire et combiner tous les « arbres de défaillance » possibles, c'est-à-dire toutes les séquences d'événements susceptibles de s'enchaîner, et d'en quantifier les probabilités d'occurrence à partir des probabilités de défaillance de chaque composant élémentaire (ces dernières, issues de l'expérience industrielle – c'est-à-dire de l'observation de la fiabilité –, sont supposées connues). Les EPS permettent, d'une part, de repérer les points faibles d'une installation et des procédures – ceux qui contribuent le plus à la probabilité d'accident – et d'y remédier, d'autre part, de mieux situer le compromis inévitable entre une meilleure sûreté et les contraintes technico-économiques.

40.6. Organisation de la sûreté nucléaire

L'organisation de la sûreté nucléaire fait intervenir trois acteurs essentiels :

1/ l'exploitant – par exemple Électricité de France s'il s'agit de centrales électronucléaires – qui est fondamentalement et juridiquement responsable de la sûreté de l'installation ;

2/ les Pouvoirs publics par la voix de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) constituée de la Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (DGSNR) et de ses divisions au sein des Directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (DRIRE) ;

3/ les experts techniques, indépendants à la fois de l'exploitant et des Pouvoirs publics, qui apportent le soutien scientifique et technique dont ont besoin les décideurs pour délivrer les autorisations : ce rôle est joué en France par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) ; la DGSNR peut aussi s'adresser aux Groupes permanents d'experts pour un avis sur les propositions de l'exploitant en matière de sûreté et les conclusions des analyses de l'IRSN.

Pour assurer la sûreté de son installation, l'exploitant s'appuie sur les arrêtés ministériels et les règles fondamentales de sûreté (RFS) établies par les Pouvoirs publics, ainsi que sur un ensemble de règles de conception et de construction élaborées par les professions concernées et approuvées par les Pouvoirs publics.

La sûreté s'appuie aussi sur une réflexion et une préparation aux accidents, indépendantes des notions de probabilité et cherchant à renforcer le confinement des produits radioactifs, à élaborer des « procédures ultimes » et à organiser la gestion d'une situation accidentelle.

40.7. Sécurité physique : sécurité des matières, installations et transports

Comme nous l'avons dit, le terme « sécurité » recouvre à la fois la radioprotection, la sûreté et la protection contre les actes de malveillance et le contrôle des matières nucléaires. Quand on se réfère uniquement à ces derniers aspects, on précise en général « sécurité physique ». Le transport des matières nucléaires pose, à la fois, des problèmes de sécurité physique et de sûreté : nous les évoquerons aussi dans ce paragraphe.

La sécurité physique est contrôlée par des organismes internationaux (AIEA, Euratom) qui sont surtout préoccupés par la lutte contre la prolifération et par des autorités nationales qui sont également concernées par la lutte contre la malveillance et les actes de terrorisme. C'est l'exploitant qui assure la comptabilité des matières et qui est responsable en cas de malveillance. En France, l'IRSN apporte un soutien technique dans ces taches et assure l'interface avec les organismes internationaux.

40.7.1. Le contrôle des matières nucléaires

Les matières nucléaires sont non seulement les matières radioactives au-delà de la mine et au-delà de quantités seuils, mais aussi des matières non radioactives, telles le deutérium ou le lithium, pouvant avoir un intérêt stratégique dans la perspective du développement d'un armement nucléaire. L'objectif du contrôle est d'éviter le détournement de telles matières, en particulier les détournements répétitifs de faibles quantités, plus difficiles à repérer.

Ce contrôle suppose une comptabilité rigoureuse. C'est à l'exploitant de l'assurer par une déclaration de toutes les entrées et sorties de ces matières et un inventaire annuel. Comme il est évidemment impossible d'avoir une précision infinie dans les bilans de masse, cette comptabilité est assortie de calculs d'incertitude. L'IRSN apporte un soutien technique dans ces problèmes et assure une comptabilité nationale.

Cette comptabilité pour les applications civiles du nucléaire est vérifiée par des inspecteurs internationaux : ce rôle est l'une des missions essentielles de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) créée en 1957 sous l'égide des Nations unies (son siège est à Vienne, en Autriche). Les inspecteurs de l'AIEA peuvent accéder à tout moment dans les installations, vérifier la comptabilité, placer des caméras de surveillance, etc. Pour l'Europe, l'AIEA a délégué ces contrôles à la Communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom, institué par le traité du 25 mars 1957).

40.7.2. La protection physique des matières et des installations nucléaires

La protection physique est destinée à éviter les actions de malveillance, notamment celles qui pourraient émaner d'un terrorisme international. Toutes les installations où sont manipulées des matières nucléaires (au sens précédemment défini) sont concernées.

Cette protection (surveillance, contrôle des accès, etc.) est assurée par l'exploitant – avec l'aide éventuelle de l'IRSN – et vérifiée par une méthodologie d'analyse similaire à celle mise en œuvre pour les accidents, en particulier les agressions externes.

40.7.3. La sécurité du transport des matières nucléaires

Le transport des matières nucléaires pose des problèmes de sécurité vis-à-vis d'un détournement et de sûreté radiologique, notamment en cas d'accident.

En ce qui concerne la sûreté, la responsabilité incombe à l'expéditeur : par une méthodologie analogue à celle des installations fixes, on vérifie qu'en situation normale et, surtout, en cas d'accident les rejets de radioactivité sont nuls ou minimes. En particulier, les emballages de transport de ces matières (« châteaux ») doivent subir avec succès des épreuves standardisées de chute, d'incendie et d'immersion.

En ce qui concerne la sécurité, la responsabilité incombe au transporteur. Les règles sont propres à chaque pays et, pour des raisons évidentes, tenues secrètes dans leurs détails. En France, par exemple, les convois sont en contact permanent par radio avec les contrôleurs de l'IRSN.

Partie VIII

CONCLUSIONS

Conclusions

À l'origine, l'homme ne comptait que sur l'énergie de son propre corps. Mais, très vite, il en a cerné les limites et a su utiliser à son profit l'énergie que pouvait fournir le travail des grands animaux, puis les diverses formes d'énergie mécanique disponibles dans la nature. C'est ainsi qu'on peut calculer qu'un citoyen d'un pays techniquement développé, tel la France, consomme en ce début du XXIe siècle, en permanence et en moyenne, environ 50 fois la puissance que peuvent délivrer ses muscles !

Il y a aujourd'hui une énorme disparité entre la consommation énergétique de ces pays et celle des pays du tiers monde. Même si ces derniers n'atteindront peut-être jamais le niveau – sans doute déraisonnable – des premiers, il est clair qu'on verra s'accroître inéluctablement, pendant les prochaines décennies, la consommation d'énergie de l'humanité.

La scène énergétique mondiale continuera d'être caractérisée encore longtemps par les deux grandes tendances apparues au XXe siècle. D'abord, la demande d'énergie primaire sera dominée pendant plusieurs décennies par les hydrocarbures, surtout le pétrole qui reste indispensable dans presque tous les moyens de transport et dont le besoin dans les pays émergents ira grandissant. Ensuite, au stade de l'utilisation finale de l'énergie, l'électricité poursuivra sa progression en raison de sa souplesse et sa propreté d'emploi, de la stabilité de ses prix sur une longue période et de son adaptabilité à toutes les technologies nouvelles ; sa pénétration dans les pays en développement rejoindra celle observée dans les pays industrialisés.

Mais, désormais, le souci d'un développement durable orientera les choix énergétiques, qui ne seront plus dictés par la seule rentabilité économique. Le Conseil mondial de l'énergie dans sa déclaration de 2004 met en relief les principaux facteurs d'un développement énergétique durable : « les perspectives de croissance économique mondiale et d'investissement, l'amélioration de l'accès à l'énergie pour les pauvres, la sécurité d'approvisionnement et les émissions locales, régionales ou globales résultant de la production et de l'utilisation de l'énergie ».

Parmi les interactions liant ces facteurs, les prix des différentes formes d'énergie jouent un rôle majeur et complexe. Un niveau élevé de ces prix est susceptible d'accroître, comme l'histoire des chocs pétroliers l'a montré, l'efficacité énergétique dans la production d'électricité et dans les usages finals ; il favorise la mise à disposition d'autres ressources restées sous le seuil de rentabilité, et par là l'approvisionnement et la stabilité du marché de l'énergie. En revanche, si l'énergie devenait trop chère au niveau de son utilisation finale, la croissance économique mondiale pourrait en être affectée au point de réduire le potentiel d'investissement nécessaire à l'approvisionnement énergétique et électrique

ainsi qu'aux programmes d'économies d'énergie, et de freiner ainsi le développement technologique capable d'offrir de nouvelles options énergétiques à long terme, le vecteur hydrogène notamment, et des réponses efficaces aux contraintes environnementales, comme la capture et la séquestration du CO_2.

La maîtrise de l'approvisionnement énergétique, des prix de l'énergie et la réduction des émissions sont des objectifs de long terme qui ne pourront se réaliser, d'après le Conseil mondial de l'énergie, qu'en gardant « toutes les options énergétiques ouvertes, y compris les sources énergétiques sans émissions de gaz à effet de serre comme le nucléaire et le grand hydraulique ».

Les sources d'énergie fossiles – pétrole, gaz et charbon – sont incontestablement celles qui sont les plus faciles à exploiter : cela explique l'expansion qu'elles ont connue tout au long du XXe siècle. Cette période, désormais, est derrière nous : d'une part parce que l'exploitation de ces sources génère l'émission de grandes quantités de gaz à effet de serre, notamment le gaz carbonique : cette exploitation, de l'avis de l'immense majorité des scientifiques, aujourd'hui largement relayé par les prises de position des politiques, ne peut plus être poursuivie au même rythme si l'on veut éviter une catastrophe écologique ; d'autre part, hormis le charbon qui est abondant (mais le plus polluant et le plus difficile à exploiter), ces sources se tarissent : si les experts divergent quant à la date où l'on passera par un maximum de consommation de pétrole et de gaz, il est clair que les perspectives de raréfaction de ces sources se dessinent à l'échelle de quelques décennies.

Face à ces perspectives, le développement de sources moins polluantes et, si possible, renouvelables, s'impose. Cela explique l'engouement que l'on peut observer, au moins dans la plupart des pays occidentaux, pour l'énergie éolienne et l'énergie solaire (et, dans une moindre mesure, la géothermie). Si elles ont l'intérêt de fournir de l'électricité avec peu d'émission de gaz à effet de serre, ces énergies ont trois gros handicaps : le premier est leur coût (mais on peut espérer qu'il baissera si des efforts de développement sont faits) ; les deux autres sont plus rédhibitoires : l'intermittence (du vent ou du soleil) qui fait que l'électricité – qu'on ne sait pas stocker de façon importante et peu coûteuse – est souvent produite aux heures où l'on en a le moins besoin et généralement pas aux heures de pointe ; l'occupation de l'espace, vu la dispersion soit du vent, soit du rayonnement solaire, qui fait qu'il n'est pas raisonnable d'escompter une contribution massive de ces sources. Cela, bien sûr, ne signifie pas qu'il ne faille pas les développer, là où elles sont nécessaires !

On préconise les économies d'énergie : il y a là aussi, incontestablement, surtout dans les pays les plus dispendieux, des perspectives qu'il faut développer. Il est peu vraisemblable, cependant, que cela compense l'inévitable développement des pays émergents ; selon toute probabilité, la demande globale d'énergie de l'humanité devrait encore croître.

On voit donc que le recours au nucléaire est une nécessité : il n'est pratiquement pas émetteur de gaz à effet de serre ; il fournit la forme d'énergie la plus commode pour l'utilisation – l'électricité –, il n'est pas soumis aux variations climatiques et peut être régulé en fonction de la demande. C'est en outre une source d'énergie peu sensible aux aléas politiques, techniquement et économiquement mûre. De plus en plus de pays l'ont compris et lancent, ou s'apprêtent à lancer – ou relancer –, des programmes conséquents.

Il faut bien voir, toutefois, qu'avec les technologies actuelles – celles des réacteurs à eau, par exemple – et surtout si le nombre de centrales s'accroît, les ressources d'uranium seront assez rapidement épuisées. Il est donc clair qu'à moyen terme la surgénération (c'est-à-dire l'utilisation de l'isotope 238 de l'uranium qui représente plus de 99 % de

l'uranium naturel) et/ou la mise en œuvre du cycle thorium-uranium 233 s'imposeront. Les réacteurs de « troisième génération », tel l'EPR, ne pourront qu'assurer une transition vers des « réacteurs de quatrième génération » aujourd'hui à l'étude, plus économes en ressources naturelles – et aussi moins chers, plus sûrs, présentant moins de risques de prolifération et produisant moins de déchets.

Il convient d'insister, en effet, sur ces deux atouts de l'énergie nucléaire : un très faible risque d'accident et une très faible production de déchets.

Certes, l'accident de Tchernobyl reste présent dans l'esprit du public, mais celui-ci a compris qu'il n'y a pas de bénéfice sans risque, et que ce risque est devenu très faible dans les centrales les plus modernes grâce aux décennies d'efforts fait en matière de sûreté. Certes, certains déchets nucléaires sont d'une très grande nocivité potentielle, mais les volumes sont faibles (conséquence de l'extrême concentration de l'énergie nucléaire). Les solutions pour gérer ces déchets à court, moyen et long termes existent, bien qu'elles puissent encore, sans aucun doute, être améliorées, notamment pour réduire les quantités des produits les plus problématiques (émetteurs à longue durée de vie et sans usage industriel).

Même si les autres sources d'énergie doivent être développées et même s'il n'est pas impossible que la fusion prenne un jour le relais de la fission, il est clair que l'humanité ne pourra pas faire l'économie d'un recours encore plus large à l'énergie de la fission des atomes lourds.

ANNEXES



A1 Principales unités

Dans les listes suivantes, on trouvera en partie droite le symbole, puis la valeur SI (suivie, s'il y a lieu et entre parenthèses, de la valeur en unités anglo-saxonnes).

Les unités de base du système international d'unités (SI) sont indiquées en **gras souligné**. Les unités SI dérivées sont en *italique souligné*. Les autres unités légales en France sont en *italique*. Enfin, les unités non légales en France mais rencontrées dans les publications sont reportées en caractères standards ; pour les unités anglo-saxonnes, le nom anglais est donné en premier ; il est suivi, entre parenthèses, du nom francisé.

A1.1. Unités géométriques

A1.1.1. Longueur

mètre	m	
mille (voir mile)		1 852 m
micron (ancien nom du micromètre)	μ	0,000 001 m
angström	Å	10^{-10} m
fermi	fm	10^{-15} m = 1 femtomètre
inch (pouce)	in (ou ″)	25,4 mm
foot (pied)	ft (ou ′)	0,304 8 m (12 in)
yard (yard)	yd	0,914 4 m (3 ft)
fathom (brasse)	fm	1,828 8 m (2 yd)
rod, pole ou perch		5,029 2 m (5,5 yd)
chain	ch	20,116 8 m (22 yd)

cable (*British Navy*)		185,318 m (608 ft)
cable (*US Navy*)		219,456 m (720 ft)
furlong	fur	201,168 m (220 yd)
statute mile (mille terrestre)	m (ou mile)	1 609,34 m (1 760 yd)
nautical mile (mille nautique britannique)		1 853,18 m (6 080 ft)
international nautical mile (mille nautique international)		1 852 m
league		4 828,03 m (3 statute miles)
sea league		5 559,55 m (3 nautical miles)
degree		111,191 km (60 nautical miles)
unité astronomique	ua	$1{,}495\,978.10^{11}$ m
année-lumière	al	$9{,}460\,53.10^{15}$ m
parsec	pc	$3{,}085\,72.10^{16}$ m

A1.1.2. Aire ou superficie

mètre carré	m^2	
are	a	100 m^2
hectare	ha	10 000 m^2
barn	b	10^{-28} m^2
square inch		6,451 6 cm^2
square foot		929,03 cm^2
square yard		0,836 13 m^2
rood		0,101 17 ha (1 210 square yards)
acre		0,404 69 ha (4 840 square yards)
square mile		259,00 ha (640 acres)

A1.1.3. Volume

mètre cube	m^3	
litre	l (ou L)	0,001 m^3
stère	st	1 m^3
fluid ounce (GB)		28,41 ml
fluid ounce (US)		29,57 ml

pint (pinte britannique)	UK pt	0,568 3 l (20 fluid ounces)
US liquid pint (pinte américaine)	liq pt	0,473 2 l (16 fluid ounces)
quart (GB)		1,136 5 l (2 pints)
quart (US)		0,946 4 l (2 pints)
US gallon (gallon américain)	US gal	3,785 l (8 liq pt)
imperial gallon (gallon britannique)	UK gal	4,546 l (8 UK pt)
US bushel (boisseau américain)	US bu	35,239 l
bushel (boisseau britannique)	bu	36,369 l (8 UK gal)
US barrel (baril américain)	US bbl	158,987 l (42 US gal)

A1.1.4. Angle plan

radian	rad	
tour	tr	2π rad
grade (ou *gon*)	gon	$\pi/200$ rad
degré	°	$\pi/180$ rad
minute	′	$\pi/10\ 800$ rad
seconde	″	$\pi/648\ 000$ rad

A1.1.5. Angle solide

stéradian	sr	
spat	sp	4π sr

A1.2. Unités de masse

A1.2.1. Masse

(N.B. : les préfixes s'associent à « gramme ».)

kilogramme	kg	
quintal	q	100 kg
tonne	t	1 000 kg

gramme	g	0,001 kg
carat métrique		0,000 2 kg
unité de masse atomique (ou dalton)	u	1,660 57.10^{-27} kg
grain	gr	64,799 mg
ounce	oz	28,350 g (437,5 grains)
pound	lb	0,453 592 kg (16 ounces)
stone		6,350 3 kg (14 pounds)
quarter		12,701 kg (2 stones)
(long) hundredweight (GB)		50,802 kg (112 pounds)
(short) hundredweight (US)		45,359 kg (100 pounds)
(long) ton (GB)		1 016,047 kg (2 240 pounds)
(short) ton (US)		907,185 kg (2 000 pounds)
masse solaire	M	1,991.10^{30} kg

A1.2.2. Masse linéique

kilogramme par mètre	kg/m	
tex	tex	0,000 001 kg/m

A1.2.3. Masse surfacique

kilogramme par mètre carré	kg/m^2

A1.2.4. Masse volumique, concentration

kilogramme par mètre cube	kg/m^3

A1.2.5. Volume massique

mètre cube par kilogramme	m^3/kg

A1.3. Unités de temps

A1.3.1. Temps

seconde	s	
minute	min	60 s
heure	h	3 600 s
jour	d (ou j)	86 400 s
année	y (ou a)	$3{,}155\,692\ 6.10^7$ s (365,242 20 jours)

A1.3.2. Fréquence

hertz	Hz	$1\ s^{-1}$

A1.4. Unités mécaniques

A1.4.1. Vitesse linéaire

mètre par seconde	m/s	
kilomètre par heure	km/h	1 000/3 600 = 0,277 778 m/s
nœud		1 852/3 600 = 0,514 444 m/s (= 1,852 km/h, c.-à-d. 1 mille nautique international par heure)
benz	Bz	1 m/s
statute mile per hour	mph (ou mi/h)	0,447 039 m/s

A1.4.2. Vitesse angulaire

radian par seconde		rad/s
tour par minute	tr/min	$2\pi/60$ rad/s
tour par seconde	tr/s	2π rad/s

A1.4.3. Accélération linéaire

mètre par seconde carrée		m/s^2
gal	Gal	$0{,}01\ m/s^2$

A1.4.4. Accélération angulaire

radian par seconde carrée		rad/s^2

A1.4.5. Force

newton	N	1 kg.m/s^2
dyne	dyn	10^{-5} N
kilogramme-force	kgf	9,81 N
pound-force	lbf	4,448 22 N

A1.4.6. Moment d'une force

newton-mètre	N $\wedge$ m	

A1.4.7. Tension capillaire

newton par mètre	N/m	

A1.4.8. Énergie, travail, quantité de chaleur

joule	J	1 N.m
wattheure	Wh	3 600 J
wattjour	Wj	86 400 J
électronvolt	eV	1,602 19.10^{-19} J
erg		10^{-7} J
calorie	cal	4,185 5 J
grande calorie	kcal	4,185 5.10^3 J (10^3 cal)
thermie	th	4,185 5.10^6 J (10^6 cal)
tonne équivalent pétrole	tep	4,185 5.10^{10} J (10 000 th)
tonne équivalent charbon	tec	2,929 9.10^{10} J (7 000 th)
british thermal unit	Btu	1 055,06 J
tonne équivalent TNT		4,185 5.10^9 J (1 000 th)
quad	q	1,055 06.10^{18} J (10^{15} Btu)
Quad	Q	1,055 06.10^{21} J (10^{18} Btu)

A1.4.9. Épuisement spécifique ou combustion massique (ingénierie nucléaire)

joule par kilogramme (voir aussi gray)		1 J/kg
mégawatt-jour par tonne	MWj/t	$8{,}64.10^7$ J/kg

A1.4.10. Puissance

watt	W	1 J/s
cheval-vapeur (France)	ch	735,499 W
horsepower (cheval-vapeur britannique)	hp	745,7 W

A1.4.11. Pression, contrainte

pascal	Pa	1 N/m^2
barye		0,1 Pa
millimètre de mercure ou torr		133,322 Pa
pièze	pz	1 000 Pa
kilogramme-force par centimètre carré	kgf/cm^2	98 100 Pa
bar	bar	100 000 Pa
atmosphère		101 325 Pa
pound-force per square inch	psi	6 894,76 Pa

A1.4.12. Viscosité dynamique

pascal-seconde ou poiseuille	Pa.s Pl	
poise	P ou Po	0,1 Pa.s

A1.4.13. Viscosité cinématique

mètre carré par seconde	m^2/s	
stokes	St	0,000 1 m^2/s

A1.5. Unités électriques

A1.5.1. Intensité de courant électrique

ampère	A	

A1.5.2. Charge électrique, quantité d'électricité

coulomb	C	1 A.s
franklin	Fr	3,335 64.10^{-10} C
ampère-heure	Ah	3 600 C
faraday		96 494 C

A1.5.3. Force électromotrice, différence de potentiel (ou tension)

volt	V	1 J/C

A1.5.4. Puissance

watt	W	1 J/s ou V.A

A1.5.5. Puissance apparente

watt ou *voltampère*	W ou VA	

A1.5.6. Puissance réactive

watt ou *var*		W ou var

A1.5.7. Capacité électrique

farad	F	1 C/V

A1.5.8. Résistance électrique

ohm	Ω	1 V/A

A1.5.9. Conductance électrique

siemens	S	1 Ω^{-1}

A1.5.10. Flux d'induction magnétique

weber	Wb	1 V.s
maxwell	Mx	10^{-8} Wb

A1.5.11. Induction magnétique

tesla	T	1 Wb/m^2
gauss	G	10^{-4} T

A1.5.12. Inductance électrique

henry	H	1 Wb/A

A1.5.13. Intensité de champ magnétique

ampère par mètre	A/m	
oersted	Oe	250/π A/m
gamma	γ	10^{-5} Oe

A1.5.14. Force magnétomotrice

ampère	A	

A1.5.15. Intensité de champ électrique

volt par mètre	V/m	1 N/C

A1.6. Unités thermiques

A1.6.1. Température thermodynamique

kelvin	K	

A1.6.2. Température Celsius

degré Celsius	°C	°C = K – 273,15

A1.6.3. Température Fahrenheit

degré Fahrenheit	°F	°F = 9/5 °C + 32 °C = 5/9 (°F – 32)

A1.6.4. Quantité de chaleur

joule	J	
calorie	cal	4,185 5 J

A1.6.5. Chaleur spécifique

joule par kilogramme	J/kg	

A1.6.6. Flux thermique

watt	W	

A1.6.7. Capacité thermique, entropie

joule par kelvin	J/K	

A1.6.8. Capacité thermique massique, entropie massique

joule par kilogramme-kelvin	J/(kg.K)	

A1.7. Unités optiques

A1.7.1. Intensité lumineuse

candela	cd	

A1.7.2. Intensité énergétique

watt par stéradian	W/sr	

A1.7.3. Flux lumineux

lumen	lm	1 cd.sr

A1.7.4. Flux énergétique

watt	W	

A1.7.5. Éclairement lumineux

lux	lx	1 lm/m^2
phot	ph	10^{-4} lx

A1.7.6. Éclairement énergétique

watt par mètre carré	W/m^2	

A1.7.7. Luminance lumineuse

candela par mètre carré	cd/m^2	
ou nit	nit	
stilb	sb	10^4 cd/m^2

A1.7.8. Vergence des systèmes optiques

mètre à la puissance moins un	m^{-1}	
dioptrie	δ	1 m^{-1}

A1.8. Unités de la radioactivité

A1.8.1. Activité radionucléaire

becquerel	Bq	$1\ s^{-1}$
curie	Ci	$3{,}7.10^{10}$ Bq

A1.8.2. Exposition de rayonnements X ou gamma

coulomb par kilogramme	C/kg	
röntgen	R	$2{,}58.10^{-4}$ C/kg

A1.8.3. Dose absorbée

gray	Gy	1 J/kg
rad	rd	0,01 Gy

A1.8.4. Équivalent de dose

sievert	Sv	1 J/kg
rem	rem	0,01 Sv

A1.9. Quantité de matière

mole	mol

A1.10. Unités d'information

A1.10.1. Information

bit		information portée par un chiffre binaire
octet	o	8 bits

A1.10.2. Débit d'information

baud	1 bit/s

A1.11. Unités d'amplification ou d'atténuation ; d'accroissement ou de diminution ; de comparaison de deux grandeurs

bel	B	logarithme décimal du rapport des grandeurs (p. ex. puissances) comparées (sans dimension)
décibel	dB	0,1 B
neper	Np	demi-logarithme népérien du rapport des grandeurs comparées (sans dimension)
pour cent	%	10^{-2} (sans dimension)
pour mille	‰	10^{-3} (sans dimension)
pour cent-mille	pcm	logarithme népérien du rapport des grandeurs comparées multiplié par 10^{5} (sans dimension)
partie par million (part per million)	ppm	10^{-6} (sans dimension)
partie par milliard (part per billion)	ppb	10^{-9} (sans dimension)

Sources

Bureau international des poids et mesures (BIPM : *http://www.bipm.fr/*)

Petit Larousse illustré

Autres sites Internet :

Unités mécaniques : *http:/www.thermexcel.com/french/tables/*

Toutes unités : *http:/www.utc.fr/~tthomass/Themes/Unites/*



Quelques constantes physiques utiles en énergétique

A2.1. Unités de la physique atomique et nucléaire

Tableau 2.1. Unités utilisées en physique atomique et nucléaire.

Grandeur	Unité	Symbole	Valeur SI
Longueur	fermi	fm	10^{-15} m
Aire	barn	b	10^{-28} m^2
Masse	unité de masse atomique	u	1,660 538 86.10^{-27} kg
Énergie	électronvolt	eV	1,602 176 53.10^{-19} J

A2.2. Équivalence masse-énergie

– Un kilogramme (kg) est équivalent à $(299\ 792\ 458)^2$ = 8,987 551 787.10^{16} joules.

– Une unité de masse atomique (u) est équivalente à 1,492 417 90.10^{-10} joule, soit 931 494 043 électronvolts.

A2.3. Principales constantes physiques

Tableau 2.2. Quelques constantes physiques utilisées dans le domaine de l'énergétique (sources : BIPM et http://physics.nist.gov/constants (cité par BIPM)).

Attention ! les deux dernières décimales des grandeurs issues de mesures sont données à titre indicatif seulement.

Grandeur	Notation	Valeur SI
Vitesse de la lumière	c	299 792 458 m.s^{-1}
Constante de la gravitation	G	6,674 2.10^{-11} m^3.kg^{-1}.s^{-2}
Masse de l'électron	m_e	9,109 382 6.10^{-31} kg soit 0,000 548 579 909 45 u éq. à 8,187 104 7.10^{-14} J soit 0,511 998 918 MeV
Masse du proton	m_p	1,672 621 71.10^{-27} kg soit 1,007 276 466 88 u éq. à 1,503 277 43.10^{-10} J soit 938,272 029 MeV
Masse du neutron	m_n	1,674 927 28.10^{-27} kg soit 1,008 664 915 60 u éq. à 1,505 349 57.10^{-10} J soit 939,565 360 MeV
Charge élémentaire	e	1,602 176 53.10^{-19} C
Constante de Planck	h	6,626 069 3.10^{-34} J.s (m^2.kg.s^{-1})
Constante de Planck réduite	$\hbar = h/(2\pi)$	1,054 571 68.10^{-34} J.s
Nombre d'Avogadro	N	6,022 141 5.10^{23}
Constante de Boltzmann	k	1,380 650 5.10^{-23} J.K^{-1} (m^2.kg.s^{-2}.K^{-1})
Zéro absolu		–273,15 °C

A3 Détail des exemples numériques de la partie I

A3.1. Exemples du chapitre 4 : transformations de l'énergie

A3.1.1. Œuf lâché du haut de la tour Eiffel

On admet que l'énergie fournie par la chute, mgh (m : masse de l'œuf ; g : accélération de la pesanteur ; h : hauteur de chute), est entièrement convertie en chaleur communiquée à l'œuf, donc égale à $mC\Delta T$ (C : capacité calorifique ; ΔT : échauffement) : $mgh = mC\Delta T$, soit $\Delta T = gh/C$.

– g = 9,81 m/s^2 ; C = 1 cal/(g°C) = 4 185 J/(kg°C), en assimilant l'œuf à de l'eau ; h = 300 m.

⇒ ΔT = 0,70 °C.

A3.1.2. Ébullition d'une casserole d'eau

L'énergie fournie à l'eau de la casserole est $E = mC\Delta T$ (m : masse ; C : capacité calorifique ; ΔT : échauffement).

– m = 2 kg ; C = 1 cal/(g°C) = 1 000 cal/(kg°C) = 4 185 J/(kg°C) ; ΔT = 80 °C.

⇒ E = 160 000 cal = 669 600 J.

Pour escalader la montagne d'une hauteur h, l'homme de masse M doit fournir une énergie $E = Mgh$ (g : accélération de la pesanteur).

– M = 70 kg ; g = 9,81 m/s^2 ; E = 669 600 J.

⇒ h = 675 m.

A3.1.3. Énergie apportée par les aliments

Un apport alimentaire de 2 500 kcal/jour correspond à une puissance égale à 2 500.10^3 × 4,185/(24 × 60 × 60) = 121 W ; avec 3 000 kcal/jour, on trouve 145 W.

A3.1.4. Alpiniste

La puissance moyenne utile fournie par l'alpiniste gravissant une montagne est $P = Mgh/t$ (M : masse ; g : accélération de la pesanteur ; h : hauteur gravie ; t : durée de l'ascension).

– M = 70 kg ; g = 9,81 m/s^2 ; h = 500 m ; t = 3 600 s.

⇒ P = 95 W.

A3.1.5. Énergie emmagasinée par une pile ou une batterie

Pour la pile : 1 W pendant 10 heures : 36 000 J, soit 0,34 % de l'énergie consommée quotidiennement par un individu (2 500 kcal, soit 10,46.10^6 J).

Pour la batterie : 40 A-h sous 12 V : 1,728.10^6 J, soit 16,5 % de l'énergie consommée quotidiennement par un individu.

A3.1.6. Centrale à charbon

Soit une centrale de 5 200 MWe. Si le rendement de la conversion de la chaleur en électricité est de 45 %, la puissance thermique est 11 556 MWth. L'énergie thermique produite par jour est égale à 9,984.10^{14} J. Admettons qu'une tonne de charbon donne 1 tec, soit 2,929 9.10^{10} J. La consommation quotidienne de la centrale est

9,984.10^{14}/2,929 9.10^{10} = 34 100 t de charbon.

Par an, on trouve 12,4 millions de tonnes.

A3.2. Quelques unités d'énergie (échelle de gauche de la figure 4.2)

– 1 Quad (Q) = 10^{18} Btu = 1,055 06.10^{21} J (log E = 21,02).

– 1 quad (q) = 10^{15} Btu = 1,055 06.10^{18} J (log E = 18,02).

– 1 kilogramme (kg) = (299 792 458)^2 = 8,987 552.10^{16} J (log E = 16,95).

– 1 mégawattjour (MWj) = 10^6 × 86 400 = 8,64.10^{10} J (log E = 10,94).

– 1 tonne équivalent pétrole (tep) = 10^4 th = 4,185 5.10^{10} J (log E = 10,62).

– 1 kilowattheure (kWh) = 10^3 × 3 600 = 3,6.10^6 J (log E = 6,56).

– 1 british thermal unit (Btu) = 1 055,06 J (log E = 3,02).

– 1 calorie (cal) = 4,185 5 J (log E = 0,62).

– 1 erg = 10^{-7} J (log E = – 7).

– 1 unité de masse atomique (u) = 1,660 538 86.10^{-27} × (299 792 458)^2 = 1,492 418.10^{-10} J (log E = – 9,83).

– 1 électronvolt (eV) = 1,602 176 53.10^{-19} J (log E = – 18,80).

(Pour les unités de masse (kg, u), il s'agit des équivalents énergétiques calculés par la formule d'Einstein $E = mc^2$.)

A3.3. Exemples de la figure 4.2 : échelle des énergies

A3.3.1. Énergie rayonnée par le Soleil et reçue par la Terre

La valeur moyenne de la « constante » solaire C (en fait, elle varie pendant le cycle solaire) est de 1 367 W/m² : c'est l'énergie reçue par la Terre, au-dessus de l'atmosphère, perpendiculairement aux rayons solaires, par unités de temps et de surface. L'énergie totale rayonnée par le Soleil par unité de temps est l'énergie traversant la surface de la sphère centrée sur le Soleil et passant par la Terre, soit $P = 4\pi R^2 C$, où R est la rayon de l'orbite terrestre : 149 600 000 km.

⇒ P = 3,845.10^{26} W (log P = 26,58).

L'énergie rayonnée en un an est donc E_{annuel} = 1,213.10^{34} J (log E_{annuel} = 34,08).

L'âge du Soleil est environ 5 milliards d'années et il devrait vivre à peu près encore autant. En comptant donc 10 milliards d'années et en admettant que la puissance rayonnée reste à peu près constante durant sa vie, l'énergie totale rayonnée par le Soleil sera E_{total} = 1,213.10^{44} J (log E_{total} = 44,08).

En assimilant la Terre à une sphère de rayon r = 6 378 km, donc de section droite πr^2, la puissance qu'elle reçoit du Soleil est $p = \pi r^2 C$.

⇒ p = 1,747.10^{17} W (log p = 17,24).

L'énergie reçue en un an est donc e_{annuel} = 5,513.10^{24} J (log e_{annuel} = 24,74).

Pour la France, de superficie s = 549 000 km², il faut multiplier les chiffres précédents par $s/(4\pi r^2)$ = 0,001 074 :

⇒ p_{France} = 1,876.10^{14} W (log p_{France} = 14,27) ;

⇒ $e_{annuel,France}$ = 6,921.10^{21} J (log $e_{annuel,France}$ = 21,77).

(NB : l'énergie reçue au niveau du sol est plus faible à cause de la réflexion et de l'absorption de l'atmosphère.)

A3.3.2. Séisme de Lisbonne

Le séisme de Lisbonne (01/11/1755) est l'un des plus importants séismes historiquement répertoriés ; sa magnitude estimée est de 8,7 sur l'échelle de Richter, ce qui correspond à une énergie :

⇒ $E = 10^{18}$ J (log E = 18).

Voir par exemple :

http://www.ggl.ulaval.ca/personnel/bourque/s1/seismes.html

A3.3.3. Énergie cinétique de rotation de la Terre

Assimilons la Terre à une sphère homogène de rayon R et de masse spécifique ρ (en réalité le noyau est plus dense que les couches plus superficielles). Soit T la période de rotation de cette sphère sur elle-même. L'énergie cinétique de rotation de l'astre est la somme des énergies cinétiques de chacun des éléments de volume le constituant :

$$E = \frac{1}{2}\int_0^R \int_0^\pi \int_0^{2\pi} r^2 dr \sin\theta \, d\theta \, d\varphi \, \rho \left[\frac{r\sin\theta}{R} \frac{2\pi R}{T} \right]^2$$

(La dernière fraction est la vitesse v_0 d'un point de l'équateur et l'avant dernière est celle de l'élément de volume rapportée à celle du point sur l'équateur.) Après calcul des intégrales, on obtient :

$$E = \frac{4\pi}{15}\rho R^3 v_0^2 = \frac{4\pi}{15}\rho R^3 \left(\frac{2\pi R}{T} \right)^2$$

– R = 6 378 km ; ρ = 5,5 g/cm^3 ; T = 1 j = 86 400 s.

⇒ $E = 2{,}572.10^{29}$ J (log E = 29,41).

A3.3.4. Approvisionnement annuel en énergie primaire pour le monde

Approvisionnement total en énergie primaire en 2002 : 10 231 Mtep (CEA, Informations utiles, édition 2005, p. 19 ou 20) ; 1 tep = 4,185 5.10^{10} J :

⇒ $E_{monde} = 4{,}282.10^{20}$ J (log E_{monde} = 20,63).

A3.3.5. Approvisionnement annuel en énergie primaire pour la France

Approvisionnement total en énergie primaire en 2002 : 266 Mtep (CEA, Informations utiles, édition 2005, p. 19 ou 20) ; 1 tep = 4,185 5.10^{10} J :

⇒ $E_{France} = 1{,}113.10^{19}$ J (log E_{France} = 19,05).

A3.3.6. Consommation finale d'énergie par habitant et par an

Moyenne mondiale en 2002 : 984 kep (CEA, Informations utiles, édition 2005, p. 18) ; 1 kep = 4,185 5.10^{7} J :

⇒ $e_{monde} = 4{,}119.10^{10}$ J (log e_{monde} = 10,61).

Moyenne française en 2002 : 2 776 kep (CEA, Informations utiles, édition 2005, p. 18) ; 1 kep = 4,185 5.10^{7} J :

⇒ $e_{France} = 1{,}162.10^{11}$ J (log e_{France} = 11,07).

Noter que la consommation finale d'énergie est plus faible que l'approvisionnement total en énergie primaire ; par exemple, en ce qui concerne la France, l'approvisionnement

total en énergie primaire est 266 Mtep/an pour $61{,}2.10^6$ habitants, soit 4 346 kep par an et par habitant, alors que la consommation finale n'est que de 2 776 kep par an et par habitant, soit 64 %. On retrouve ce rapport sur les totaux (p. 17) : 170/270 = 64 % ; pour le monde : 6 095/1 0231 = 60 %. Les consommations totales finales annuelles, portées sur la figure 4.2, sont :

$\Rightarrow E_{\text{monde}} = 2{,}551.10^{20}$ J ($\log E_{\text{monde}} = 20{,}41$).
$\Rightarrow E_{\text{France}} = 7{,}115.10^{18}$ J ($\log E_{\text{France}} = 18{,}85$).

A3.3.7. Bombe atomique

Prenons une bombe atomique de 100 kt (environ cinq fois Hiroshima). Une tonne équivalent TNT correspond à une énergie de $4{,}185\ 5.10^9$ J, d'où ;

$\Rightarrow E = 4{,}186.10^{14}$ J ($\log E = 14{,}62$).

A3.3.8. Énergie cinétique d'un avion long courrier

Prenons un Boeing 747-400, d'une masse m de 350 tonnes (masse à vide ; 181 t ; masse maximum : 397 t), lancé à sa vitesse de croisière de 900 km/h, soit 250 m/s. Son énergie cinétique $\frac{1}{2}mv^2$ est :

$\Rightarrow E = 1{,}094.10^{10}$ J ($\log E = 10{,}04$).

A3.3.9. Énergie cinétique d'une voiture lancée sur l'autoroute

Prenons une voiture d'une masse de 1 tonne (par exemple, une Citroën C3), soit, disons, une masse m de 1 200 kg avec ses passagers, lancée à la vitesse maximale autorisée sur l'autoroute : 130 km/h, soit 36,11 m/s. Son énergie cinétique $\frac{1}{2}mv^2$ est :

$\Rightarrow E = 7{,}824.10^5$ J ($\log E = 5{,}89$).

A3.3.10. Énergie cinétique d'un cycliste

Prenons un cycliste d'une masse m de 85 kg (70 pour l'homme et 15 pour le vélo) lancé à la vitesse de 21,6 km/h, soit 6 m/s. Son énergie cinétique $\frac{1}{2}mv^2$ est :

$\Rightarrow E = 1{,}530.10^3$ J ($\log E = 3{,}18$).

A3.3.11. Énergie cinétique d'un escargot

Prenons un escargot petit gris d'une masse m de 10 g avançant de 2 mm par seconde. Son énergie cinétique $\frac{1}{2}mv^2$ est :

$\Rightarrow E = 2{,}000.10^{-8}$ J ($\log E = -7{,}70$).

A3.3.12. Un plein d'essence

Supposons que le plein d'essence soit de 40 litres. Le pouvoir calorifique de l'essence (octane) est de 32.10^6 J/l (44.10^6 J/kg, la densité étant de 0,72 g/cm^3) :

⇒ $E = 1{,}280.10^9$ J ($\log E = 9{,}11$).

A3.3.13. Pouvoir énergétique de l'alimentation quotidienne d'un homme

Adoptons 2 500 kcal par jour :

⇒ $E = 1{,}046.10^7$ J ($\log E = 7{,}02$).

A3.3.14. Énergie contenue dans une batterie de voiture

Cette batterie contient en général 40 ampères-heure sous 12 volts :

⇒ $E = 1{,}728.10^6$ J ($\log E = 6{,}24$) (non mise sur la fig. **4.2** faute de place).

A3.3.15. Énergie contenue dans une pile de lampe de poche

Cette pile peut délivrer 4 400 mAh sous 4,5 V :

⇒ $E = 7{,}128.10^4$ J ($\log E = 4{,}85$).

A3.3.16. Énergie contenue dans une pile bouton de montre

Il existe de nombreux modèles de piles boutons. Les plus courantes délivrent 1,55 V ; les capacités vont de 20 à 180 mAh ; prenons 25 mAh :

⇒ $E = 1{,}395.10^2$ J ($\log E = 2{,}14$).

A3.3.17. Énergie déposée dans un organisme humain par la radioactivité naturelle en un an

L'irradiation naturelle, en France, délivre une dose moyenne de 2,38 mSv an et par personne (voir le chapitre 36). Une bonne moitié de cette dose (1,30 mSv) est due au radon émettant, dans les poumons, un rayonnement α. Le reste correspond à des irradiations internes (potassium 40) ou externes (rayonnements telluriques et cosmiques) du type β et γ. C'est derniers sont affectés d'un poids de 1 alors que les α sont affectés d'un poids de 20. On peut donc estimer la dose en terme d'énergie par l'opération suivante :

$$1{,}30/20 + (2{,}38 - 1{,}30) \times 1 = 1{,}145 \text{ mGy/an/personne}$$

Pour une personne de 70 kg, on obtient ainsi :

⇒ $E = 8{,}015.10^{-2}$ J ($\log E = -1{,}10$).

A3.3.18. Perception lumineuse minimale (100 photons verts)

Cette énergie est $E = 100\ e$; l'énergie e de chaque photon est $e = h\upsilon$ où h est la constante de Planck et $\upsilon = c\lambda$ la fréquence ; la longueur d'onde λ d'un photon vert moyen est égale à 530 nm :

$\Rightarrow$ $E = 3{,}784.10^{-17}$ J ($\log E = -\ 16{,}43$).

A3.3.19. Énergie d'un photon portant « France Inter »

« France Inter » grandes ondes émet sur 1 852 m (162 kHz) ; un photon de cette longueur d'onde porte une énergie :

$\Rightarrow$ $E = 1{,}073.10^{-28}$ J ($\log E = -\ 27{,}97$).

A3.3.20. Énergie libérée par une fission d'un noyau lourd

La fission d'un noyau lourd libère environ 200 MeV :

$\Rightarrow$ $E = 3{,}204.10^{-11}$ J ($\log E = -\ 10{,}49$).

A3.3.21. Énergie libérée par une fusion deutérium+tritium

Cette fusion libère 17,6 MeV :

$\Rightarrow$ $E = 2{,}820.10^{-12}$ J ($\log E = -\ 11{,}55$).

A3.3.22. Énergie libérée par la combustion d'un atome de carbone

La combustion du carbone dans l'oxygène libère 4,08 eV par atome de carbone, soit :

$\Rightarrow$ $E = 6{,}537.10^{-19}$ J ($\log E = -\ 18{,}18$).

A3.3.23. Énergie cinétique d'un neutron émis par fission et d'un neutron thermique

L'énergie cinétique moyenne d'un neutron émis par fission est de 2 MeV :

$\Rightarrow$ $E_{\text{fission}} = 3{,}204.10^{-13}$ J ($\log E_{\text{fission}} = -\ 12{,}49$).

L'énergie cinétique moyenne d'un neutron thermalisé à 20 °C est égale à 0,025 3 eV :

$\Rightarrow$ $E_{\text{thermique}} = 4{,}054.10^{-21}$ J ($\log E_{\text{thermique}} = -20{,}39$).

A3.3.24. Énergie libérée par la combustion d'un kilogramme d'uranium 235

En négligeant l'énergie des γ de capture des réactions $^{235}U(n, \gamma)^{236}U$, cette énergie se calcule par la formule :

$$E = \frac{\sigma_f}{\sigma_a}\frac{m}{A}Ne$$

où σ_f/σ_a = 582,6/681,5 (pour des neutrons de 2 200 m/s) est la probabilité que l'absorption d'un neutron conduise à une fission et où m = kg est la masse considérée, A = 235,043.10^{-3} kg la masse d'une mole d'uranium 235, N le nombre d'Avogadro et e = 201,7 MeV l'énergie obtenue par la fission d'un noyau d'uranium 235 :

⇒ E = 7,078.10^{13} J (log E = 13,85).

A3.3.25. Énergie libérée par la combustion d'un kilogramme de carbone

Cette énergie se calcule par la formule :

$$E = \frac{m}{A}Ne$$

où m = 1 kg est la masse considérée, A = 12,010 7.10^{-3} kg la masse d'une mole de carbone, N le nombre d'Avogadro et e = 4,08 eV l'énergie obtenue par la combustion d'un atome :

⇒ E = 3,278.10^{7} J (log E = 7,52).

A3.4. Exemples de la figure I-3 : échelle des puissances

A3.4.1. Puissance rayonnée par le Soleil et reçue par la Terre et par la France

Voir ci-dessus (échelle des énergies). Puissance rayonnée par le Soleil :

⇒ P = 3,845.10^{26} W (log P = 26,58).

Puissance reçue par la Terre et par la France :

⇒ p_{Terre} = 1,747.10^{17} W (log p_{Terre} = 17,24).

⇒ p_{France} = 1,876.10^{14} W (log p_{France} = 14,27).

A3.4.2. Explosion d'une supernova

Pendant son explosion, une supernova peut briller autant que un milliard de soleils, voire plus. Adoptons le facteur un milliard :

$\Rightarrow$ $P = 4.10^{36}$ W ($\log P = 36{,}60$).

A3.4.3. Puissance moyenne consommée mondialement et par la France

L'énergie *finale* consommée par le monde en 2002 a été de 6 095 millions de tep (CEA, Informations utiles, édition 2005, p. 17), soit $2{,}551.10^{20}$ J. Cela donne une puissance moyenne de :

$\Rightarrow$ $P_{monde} = 8{,}084.10^{12}$ W ($\log P_{monde} = 12{,}91$).

Pour la France, le chiffre est 170 millions de tep (même tableau), soit $7{,}115.10^{18}$ J. Cela donne une puissance moyenne de :

$\Rightarrow$ $P_{France} = 2{,}255.10^{11}$ W ($\log P_{France} = 11{,}35$).

En moyenne par Français (même référence, p. 18), la consommation finale d'énergie est en moyenne de 2 776 kep par habitant :

$\Rightarrow$ $P_{habitant} = 3{,}681.10^{3}$ W ($\log P_{habitant} = 3{,}57$).

A3.4.4. Puissance électrique d'une tranche nucléaire de type N4

Cette puissance est de 1 450 MWe :

$\Rightarrow$ $P = 1{,}450.10^{9}$ W ($\log P = 9{,}16$).

A3.4.5. Puissance d'un avion long courrier

Reprenons l'exemple du Boeing 747-400. Sa consommation est de 12 788 litres de kérosène par heure, soit 3,552 litres par seconde. La densité du kérosène est 0,77 g/cm^3 et son pouvoir calorifique 43,1 MJ/kg, soit 33,2 MJ/l ; nous obtenons :

$\Rightarrow$ $P = 1{,}179.10^{8}$ W ($\log P = 8{,}07$).

A3.4.6. Puissance d'une voiture

La puissance maximale de la voiture considérée précédemment (Citroën C3) est 50 kW :

$\Rightarrow$ $P = 5.10^{4}$ W ($\log P = 4{,}70$).

A3.4.7. Puissance d'un cheval

La puissance utile délivrée par un cheval est de l'ordre de 750 W (cf. cheval-vapeur) :

⇒ $P = 7{,}5.10^2$ W (log $P = 2{,}88$).

A3.4.8. Puissance d'un homme au travail

La puissance utile d'un homme au travail est de l'ordre de 100 W (cf. ci-dessus l'alpiniste) :

⇒ $P = 1.10^2$ W (log $P = 2$).

Cette puissance est celle d'une ampoule électrique usuelle à filament.

A3.4.9. Puissance d'une lampe de poche

La puissance d'une lampe de poche est de l'ordre du watt (environ 0,2 A sous 4,5 V) :

⇒ $P = 1$ W (log $P = 0$).

A3.4.10. Puissance d'une montre à quartz

Avec une pile bouton de 25 mAh sous 1,55 V, contenant 139,5 J (voir ci-dessus), la montre fonctionne environ un an ; la puissance délivrée pendant cette année est :

⇒ $P = 4{,}420.10^{-6}$ W (log $P = -5{,}35$).

A3.4.11. Puissance d'un transistor de microprocesseur

Voici deux exemples :

– Pentium 4-M, 2,2 GHz : 55 millions de transistors ; consommation : 20 watts.

– Pentium 4, série 600, Extreme edition, 3,64 GHz : 169 millions de transistors ; consommation : 130 watts.

Pour le premier, on trouve une puissance moyenne par transistor de $3{,}6.10^{-7}$ W et pour le second de $7{,}7.10^{-7}$ W. Prenons une valeur intermédiaire :

⇒ $P = 5.10^{-7}$ W (log $P = -6{,}30$).

A3.4.12. Perception auditive minimale

Le seuil d'audition S est de l'ordre de 10^{-12} W/m² entre 1 000 et 3 000 Hz. Considérons la puissance reçue dans ces conditions par une oreille assimilée à un cercle de rayon r de 2 cm, donc d'aire $\pi r^2 = 1{,}256.10^{-3}$ m² :

⇒ $P = 1{,}256.10^{-15}$ W (log $P = -14{,}90$).

A3.4.13. Puissance déposée par la radioactivité naturelle pour un individu

L'énergie déposée annuellement est de l'ordre de $8{,}015.10^{-2}$ J/an (voir ci-dessus). Cela correspond à une puissance de :

$\Rightarrow$ $P = 2{,}540.10^{-9}$ W ($\log P = -8{,}60$).

A3.4.14. Puissance radioactive du tritium (moyenne par atome)

La période radioactive de la décroissance β^- est 12,32 ans, donc la constante radioactive est $\lambda = 1{,}783.10^{-9}$ s^{-1}. L'énergie E libérée par désintégration est de 18,591 keV, soit $2{,}979.10^{-15}$ J. La puissance moyenne par atome est donc :

$\Rightarrow$ $P = \lambda E = 5{,}310.10^{-24}$ W ($\log P = -23{,}27$).

A3.4.15. Puissance radioactive du plutonium 239 (moyenne par atome)

La période radioactive de la décroissance α est $T = 24\,100$ ans, donc la constante radioactive est $\lambda = 9{,}114.10^{-13}$ s^{-1}. L'énergie E libérée par désintégration est de 5,2 MeV, soit $8{,}331.10^{-13}$ J. La puissance moyenne par atome est donc :

$\Rightarrow$ $P = 7{,}593.10^{-25}$ W ($\log P = -24{,}12$).

A3.4.16. Puissance radioactive de l'uranium 238 (moyenne par atome)

La période radioactive est $T = 4{,}47.10^9$ ans, donc la constante radioactive est $\lambda = 4{,}914.10^{-18}$ s^{-1}. L'énergie E libérée par désintégration est de 4,197 MeV (décroissance α ; nous négligeons la fission spontanée), soit $6{,}724.10^{-13}$ J. La puissance moyenne par atome est donc :

$\Rightarrow$ $P = \lambda E = 3{,}304.10^{-30}$ W ($\log P = -29{,}48$).

Index

A

B

C

D

E

F

G

H

I

J

K

L

M

N

O

P

Sigles

V

Bibliographie

Partie I : Qu'est-ce que l'énergie ?

BACHER P., *L'énergie en 21 questions*, Odile Jacob, Paris, 2007.

Encyclopaedia Universalis.

KANE J., STERHEIM M., *Physique*, InterEditions, Paris, 1986.

Partie II : Production et consommation d'énergie

Agence internationale de l'énergie (AIE) : *30 Years of Energy Use in IEA Countries*, OCDE, Paris, 2004.

BATAILLE C., BIRRAUX C. : *Les nouvelles technologies de l'énergie et de séquestration du dioxyde de carbone, aspects scientifiques et techniques*, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Paris, 2006.

CLEVELAND C.J., *Encyclopedia of Energy*, Elsevier Inc., New-York, 2004.

Observatoire de l'énergie, *Les bilans de l'énergie : 1970-2004*, DGEMP, Paris, 2005.

PERCEBOIS J., *Économie de l'énergie*, Economica, Paris, 1989.

ROJEY A., *Le gaz naturel – production, traitement, transport*, Technip, Paris, 1994.

Partie III : L'énergie électrique

Agence de l'énergie nucléaire (AEN), *Projected Costs of Generating Electricity*, OCDE, Paris, 2005.

BERTEL E., NAUDET G., *L'économie de l'énergie nucléaire*, EDP Sciences, Les Ulis, 2004.

Direction de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME), *Coûts de référence de la production électrique*, DGEMP, Paris, 2003.

ELECNUC, *Les centrales nucléaires dans le monde*, CEA, Paris, 2005.

Génie électrique, Vol. D8, *Réseaux électriques et applications*, Techniques de l'ingénieur, Paris, 2005.

RABL A., SPADARO J.V., *Les coûts externes de l'électricité*, Revue de l'Énergie 525, 99, p. 151-163.

Partie IV : Principes physiques de l'énergie nucléaire

CHELET Y., *La radioactivité, manuel d'initiation*, Nucléon, EDP Sciences, Les Ulis, 2006.

REUSS P., *L'énergie nucléaire*, PUF « Que sais-je ? » 317, Paris, 2006.

REUSS P., *La neutronique*, PUF « Que sais-je ? » 3307, Paris, 1998.

REUSS P., *Précis de neutronique* et *Exercices de neutronique*, EDP Sciences, Les Ulis, 2003 et 2004.

WEISSE J., *La fusion nucléaire*, PUF « Que sais-je ? » 3659, Paris, 2003.

Partie V : Techniques nucléaires

DE LADONCHAMPS J., VERDEAU J.J. : *Réacteurs nucléaires à eau pressurisée*, Masson, Paris, 1972.

PY J.P. (coord.), *La chaudière des réacteurs nucléaires*, EDP Sciences, Les Ulis, 2004.

BUSSAC J., REUSS P. : *Traité de neutronique*, Hermann, Paris, 1985.

Revue générale nucléaire (RGN), année 2003, numéro 4, SFEN, Paris.

Bochure sur l'EPR, Framatome ANP, Paris.

WIESENFELD B. : *L'atome écologique*, EDP Sciences, Les Ulis, 1998.

WIESENFELD B. : *L'énergie en 2050*, EDP Sciences, Les Ulis, 2006.

Partie VI : Cycle du combustible nucléaire

MORVAN P., *Nucléaire, les chemins de l'uranium*, Ellipses, Paris, 2004.

PATARIN L. (coord.), *Le cycle du combustible nucléaire*, EDP Sciences, Les Ulis, 2002.

Partie VII : Aspects sanitaires et environnementaux de l'énergie nucléaire

LIBMANN J., *Éléments de sûreté nucléaire*, Éditions de physique, Les Ulis, 1996.

MÉTIVIER H. (coord.), *Radioprotection et ingénierie nucléaire*, EDP Sciences, Les Ulis, 2006.

BATAILLE C., GALLEY R., *Rapport sur l'aval du cycle*, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Paris, 1998.

BATAILLE C., BIRRAUX C., *Rapport sur l'état d'avancement et les perspectives des recherches sur la gestion des déchets radioactifs*, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Paris, 2005.